

MATEUS KENJI SHIMADA

Avaliação de falhas por fadiga em colunas de perfuração

Santos
(2018)

MATEUS KENJI SHIMADA

Avaliação de falhas por fadiga em colunas de perfuração

**Monografia de Trabalho de Formatura em
Engenharia de Petróleo do curso de
graduação do departamento de
Engenharia de Minas e de Petróleo da
Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo**

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Carrion.

**Santos
(2018)**

MATEUS KENJI SHIMADA

Avaliação de falhas por fadiga em colunas de perfuração

(TFII-2018-2/05)

Monografia de Trabalho de Formatura em
Engenharia de Petróleo do curso de
graduação do departamento de
Engenharia de Minas e de Petróleo da
Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo

Área de Concentração: Perfuração

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Carrion

Santos

(2018)

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 07 de dezembro de 2018.

Assinatura do autor Mateus Kerji Shimada

Assinatura do orientador Paulo Lima

CATALOGAÇÃO-NA-PUBLICAÇÃO

Shimada, Mateus

Avaliação de falhas por fadiga em colunas de perfuração / M. Shimada –
São Paulo, 2018.

42 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo.

1.Petróleo 2.Perfuração 3.Fadiga 4.Elementos finitos I.Universidade de São
Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo
Il.t.

DEDALUS - Acervo - EPBS



31900001095

Dedico este trabalho à minha família, colegas e professores que tornaram possível a realização deste curso de graduação, e ao meu professor orientador que permitiu a realização deste trabalho.

RESUMO

Com os avanços tecnológicos e o esgotamento de reservatórios de fácil acesso, a perfuração de petróleo vem encontrando inúmeros desafios, estando cada vez mais sujeita a falhas em sua coluna, entre as quais as falhas por fadiga, que ocorrem com maior frequência que os outros modos de falha, levando a prejuízos materiais e financeiros, e até mesmo a riscos de danos ambientais e à vida dos tripulantes da sonda. As falhas por fadiga ocorrem para tensões cíclicas abaixo do limite de resistência do material, ocorrendo repentinamente. Foi utilizado o *software* ANSYS Workbench, baseado em elementos finitos, calculando o número de ciclos de carga e o fator de segurança à fadiga. Para validar o uso do ANSYS, foi testado um eixo de transmissão, com resultados relativamente próximos aos da literatura, com as diferenças nos valores decorrentes de prováveis mudanças nas condições de contorno em relação as utilizadas pelo trabalho no qual este teste foi baseado. Em seguida, foram testados *drillpipes* de 5" de diâmetro, de dimensões reais, sujeitos apenas a carregamentos cíclicos axiais, sem obter falhas por fadiga, evidenciando que os principais fatores que causam estas falhas são as vibrações, cargas laterais, corrosão e entalhes na superfície. Também foi testado o mesmo *drillpipe*, porém com amplitudes maiores de tensão, ocorrendo falhas por fadiga na transição para suas extremidades (*upsets*), assim como estudado na bibliografia pesquisada, levando à conclusão de que o ANSYS é adequado para a realização de estudos de fadiga, podendo ser usado em trabalhos posteriores considerando outros esforços e danos aos equipamentos.

Palavras-Chave: Coluna de Perfuração. Petróleo. Falha por fadiga. Elementos finitos.

ABSTRACT

With the technological advances and the depletion of easily accessible reservoirs, oil drilling has encountered numerous challenges, being more and more subjected to failures in the drillstring, such as fatigue failures, which occur more frequently than other modes of failure, leading to material and financial losses, or even risks of environmental damages and risks to the lives of the drilling rig crew members. Fatigue failures occur by cyclic stress, lower than the material yield strength, occurring abruptly. ANSYS Workbench finite-element-based software was used to calculate the number of load cycles and the fatigue safety factor. In order to validate the use of the ANSYS software, a transmission shaft was tested, obtaining relatively close results than those obtained in the literature, with differences attributed to probable changes in the boundary conditions in relation to the ones used in the work from which this test was based. Then, 5" OD drillpipes with real dimensions were tested, subjected to only cyclic axial loads, without obtaining fatigue failures, evidencing that the main factors that cause fatigue failures are vibrations, lateral loads, corrosion and surface notches. The same drillpipe was also tested, but with higher load amplitudes, occurring fatigue failures in the transition to its upset ends, such as seen in previous works, leading to the conclusion that ANSYS is an adequate software for fatigue studies, able to be used in future works considering other stresses and equipment damage.

Keywords: Drillstring. Petroleum. Fatigue failure. Finite element

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.a	- Exemplo de curva S-N sem limite de resistência à fadiga	12
Figura 1.b	- Exemplo de curva S-N com limite de resistência à fadiga	13
Figura 2	- Vibrações encontradas em coluna de perfuração	15
Figura 3	- Exemplo de tensão alternada	18
Figura 4.a	- Carregamentos e dimensões (em mm) no eixo de transmissão	21
Figura 4.b	- Carregamentos e apoios no eixo de transmissão	22
Figura 5.a	- Vida à fadiga do eixo de transmissão	22
Figura 5.b	- Fator de segurança à fadiga no eixo de transmissão	23
Figura 6	- Propriedades do <i>drillpipe</i>	23
Figura 7	- Geometria do <i>upset</i>	24
Figura 8	- Dimensões do <i>upset</i>	24
Figura 9	- Propriedades do aço E-75	24
Figura 10	- Resultados de fadiga para o <i>drillpipe</i> de OD 5"	25
Figura 11	- <i>Drillpipe</i> com vida infinita	25
Figura 12.a	- SF para coluna de 800m e WOB de 1000lbf na extremidade inferior do tubo	26
Figura 12.b	- SF para coluna de 800m e WOB de 1000lbf na extremidade superior do tubo	27
Figura 13.a	- SF para coluna de 800m e WOB de 50000lbf na extremidade inferior do tubo	27
Figura 13.b	- SF para coluna de 800m e WOB de 50000lbf na extremidade superior do tubo	28
Figura 14.a	- SF para coluna de 800m e WOB de 100000lbf na extremidade inferior do tubo	28
Figura 14.b	- SF para coluna de 800m e WOB de 100000lbf na extremidade superior do tubo	29
Figura 15.a	- SF para coluna de 1600m e WOB de 1000lbf na extremidade inferior do tubo	29
Figura 15.b	- SF para coluna de 1600m e WOB de 1000lbf na extremidade superior do tubo	30

Figura 16.a	- SF para coluna de 1600m e WOB de 50000lbf na extremidade inferior do tubo	30
Figura 16.b	- SF para coluna de 1600m e WOB de 50000lbf na extremidade superior do tubo	31
Figura 17.a	- SF para coluna de 1600m e WOB de 100000lbf na extremidade inferior do tubo	31
Figura 17.b	- SF para coluna de 1600m e WOB de 100000lbf na extremidade superior do tubo	32
Figura 18.a	- SF para coluna de 2400m e WOB de 1000lbf na extremidade inferior do tubo	32
Figura 18.b	- SF para coluna de 2400m e WOB de 1000lbf na extremidade superior do tubo	33
Figura 19.a	- SF para coluna de 2400m e WOB de 50000lbf na extremidade inferior do tubo	33
Figura 19.b	- SF para coluna de 2400m e WOB de 50000lbf na extremidade superior do tubo	34
Figura 20.a	- SF para coluna de 2400m e WOB de 100000lbf na extremidade inferior do tubo	34
Figura 20.b	- SF para coluna de 2400m e WOB de 100000lbf na extremidade superior do tubo	35
Figura 21	- Condições de carga para o <i>drillpipe</i> com ocorrência de fadiga	35
Figura 22.a	- Vida à fadiga ao longo do <i>drillpipe</i>	36
Figura 22.b	- Vida à fadiga na extremidade inferior do <i>drillpipe</i>	36
Figura 22.c	- Vida à fadiga na extremidade superior do <i>drillpipe</i>	37
Figura 23.a	- SF ao longo do <i>drillpipe</i>	37
Figura 23.b	- SF na extremidade inferior do <i>drillpipe</i>	38
Figura 23.c	- SF na extremidade superior do <i>drillpipe</i>	38
Figura 24	- Resultados do teste com o eixo de transmissão	39

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

API	American Petroleum Institute
HWDP	Heavy Weight Drill Pipes
ID	Internal Diameter
OD	Outside Diameter
SF	Safety Factor
WOB	Weight On Bit

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	10
2.	OBJETIVO	11
3.	REVISÃO DA LITERATURA	11
4.	MATERIAIS E MÉTODOS	17
4.1	Materiais	17
4.2	Métodos	17
4.2.1	Falhas por fadiga	17
4.2.2	Condições de contorno e simplificações	19
4.2.3	Configurações e uso do <i>software</i>	20
5.	RESULTADOS	21
5.1	Eixo de transmissão	21
5.2	<i>Drillpipes</i>	23
5.2.1	<i>Drillpipe</i> de 5" com forças axiais reais	23
5.2.2	<i>Drillpipe</i> de 5" sofrendo falha por fadiga	35
6.	DISCUSSÃO	39
6.1	Eixo de transmissão	39
6.2	<i>Drillpipes</i>	39
6.2.1	<i>Drillpipe</i> de 5" com forças axiais reais	39
6.2.2	<i>Drillpipe</i> de 5" sofrendo falha por fadiga	40
7.	CONCLUSÃO	41
	REFERÊNCIAS	42

1 INTRODUÇÃO

A perfuração de poços é uma das etapas mais importantes para a exploração e produção de petróleo e gás natural, pois é a etapa na qual se pode entrar em contato real com os reservatórios, permitindo produzir os hidrocarbonetos presentes, caso o poço seja produtor, ou injetar fluidos para facilitar a produção, caso o poço seja injetor. Para que estas operações sejam eficientes, é fundamental que o poço seja perfurado de maneira segura e de acordo com os parâmetros de seu projeto.

Uma coluna de perfuração está a sujeita a condições extremas encontradas durante sua operação, tais como: atrito elevado com o fluido de perfuração e os sedimentos retirados pela broca; pesos e tensões oriundos de seus próprios componentes; pressões e temperaturas elevadas encontradas a grandes profundidades; e contato com elementos corrosivos (tanto das formações geológicas como do próprio fluido de perfuração, em alguns casos).

As condições acima, aliadas aos esforços aplicados, podem provocar a falha da coluna, caso o dimensionamento e operação de seus componentes seja executada de maneira errônea, ou existam situações que não foram abordadas e previstas durante o projeto da operação de perfuração. A falha na coluna pode ocorrer devido à tração ou compressão acima do limite de resistência do material ou devido à fadiga.

Dentre as falhas, a mais comum em colunas de perfuração é a falha por fadiga, sendo definida como aquela provocada por solicitações dinâmicas, ou seja, esforços que variam com o tempo. A falha por fadiga ocorre devido à propagação de uma trinca, que pode estar presente desde a produção do material ou surgir devido a descontinuidades que concentram tensões, levando à ruptura do material, mesmo com tensões inferiores ao seu limite de escoamento. (NORTON, 2013) (VAISBERG, 2002). A resistência à fadiga de um material pode ser estimada por meio de ensaios com esforços cíclicos, conhecendo-se o número de ciclos a partir do qual a peça sofre falha quando submetido a uma determinada amplitude de esforços.

O fato de as falhas por fadiga serem difíceis de serem previstas e estimadas faz com que sejam as falhas de maior ocorrência, sendo que seu estudo em colunas de perfuração é relativamente recente, dadas as condições extremas de perfuração encontradas atualmente, com poços *offshore* em profundidades elevadas.

2 OBJETIVO

Avaliar a ocorrência de falhas por fadiga em colunas de perfuração, por meio de estudos de esforços em simulações e modelos por *software* de elementos finitos.

3 REVISÃO DA LITERATURA

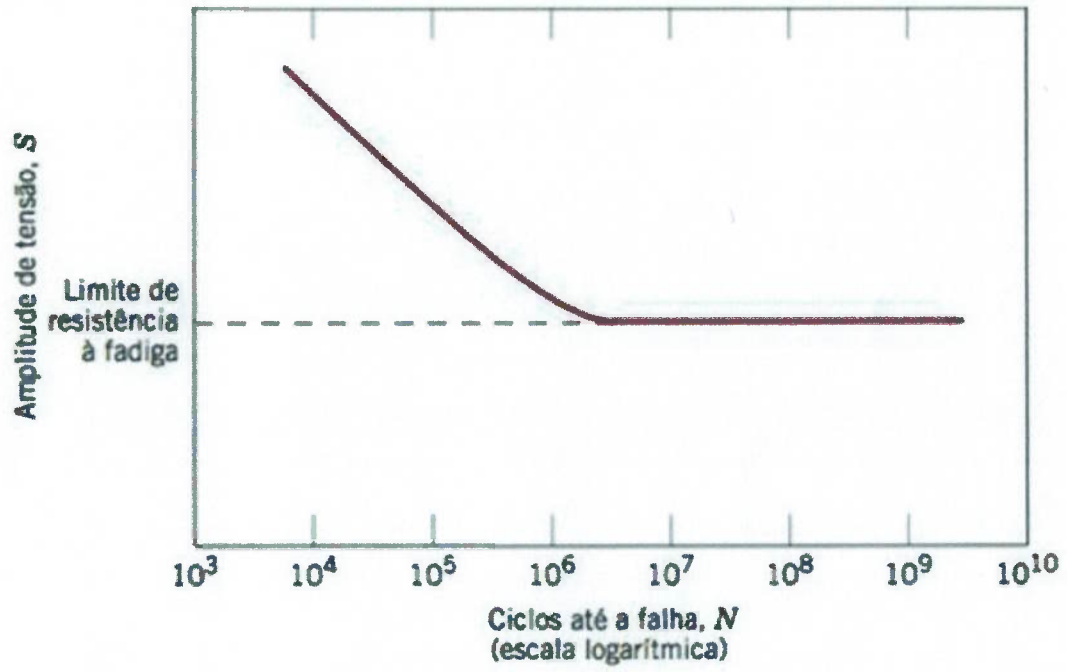
As falhas por fadiga são abordadas nos livros de Norton (2013) e Callister & Rethwisch (2012). Segundo os autores, as falhas por fadiga ocorrem devido a cargas dinâmicas e variáveis com o tempo, normalmente cíclicas, sob níveis de tensão inferiores ao limite de resistência à tração ou ao limite de escoamento de um material para cargas estáticas. De acordo com Callister e Rethwisch (2012), as falhas por fadiga são a maior causa de falhas nos metais, sendo estimadas em 90% dos casos de ocorrência.

As falhas por fadiga ocorrem em três diferentes estágios:

- **Nucleação da trinca:** a trinca se inicia devido à concentração de tensões, em regiões denominadas entalhes, que podem ser descontinuidades na geometria, composição química e/ou propriedades do material (partículas, inclusões, rasgos de chaveta, riscos, entre outros), ocorrendo tensões acima do limite de escoamento ou resistência nessas regiões, mesmo que em escala microscópica.
- **Propagação da trinca:** ocorre devido à ocorrência de tensões de tração na trinca, concentrando tensões acima de limites de escoamento ou resistência, mesmo sob regimes de cisalhamento ou momentaneamente de compressão no ciclo (as tensões de compressão tendem a diminuir a área de atuação dos esforços na fratura, aumentando posteriormente a tração).
- **Fratura:** após expansão da trinca em regimes cíclicos, a fratura ocorre de maneira repentina quando a trinca atinge tamanho crítico.

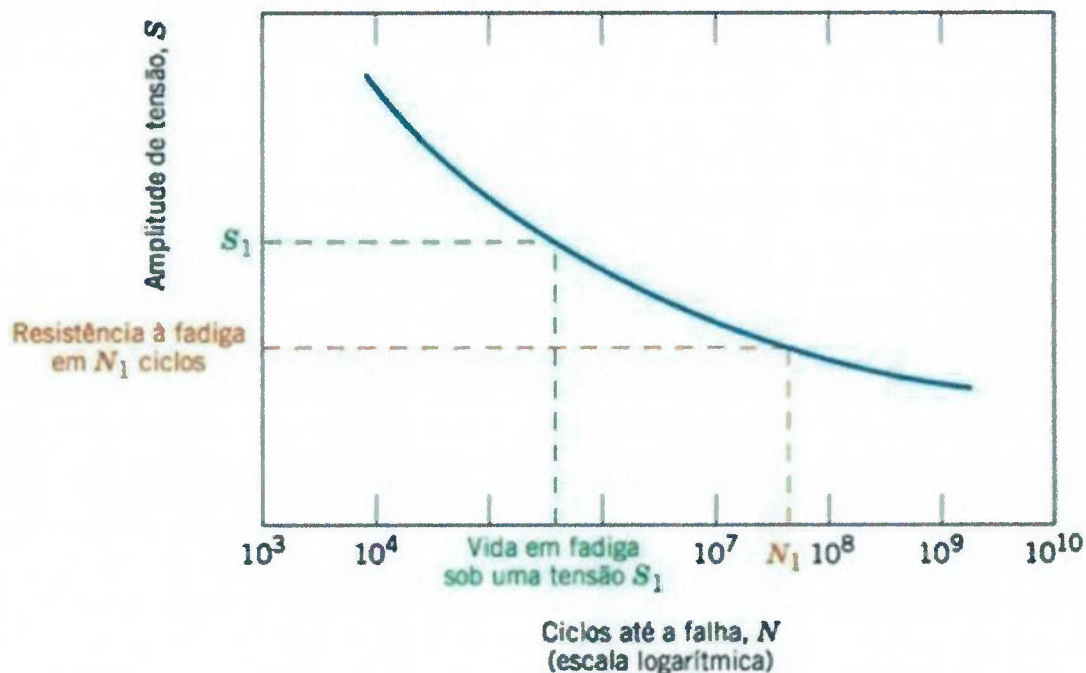
Para determinação da resistência à fadiga de um material, são realizados experimentos com diferentes amplitudes de tensão, até que ocorra a falha. Os dados obtidos são representados em uma curva denominada curva S-N (Figuras 1.a e 1.b), na qual as diferentes amplitudes são traçadas em função do número de ciclos até a falha.

Figura 1.a – Exemplo de curva S-N com limite de resistência à fadiga



Fonte: CALLISTER & RETHWISCH, 2012.

Figura 1.b – Exemplo de curva S-N sem limite de resistência à fadiga



Fonte: CALLISTER & RETHWISCH, 2012.

Alguns materiais, como certos tipos de aço e titânio, possuem o limite de resistência à fadiga, amplitude de tensões abaixo da qual não ocorre falha por fadiga, representada na curva S-N como o ponto a partir do qual a curva se torna reta e horizontal, como ilustrado na Figura 1.a, possuindo “vida infinita”.

Outros materiais, como ligas não ferrosas (alumínio, cobre e magnésio) não apresentam limites de resistência à fadiga, possuindo curva S-N continuamente decrescente, semelhantes às ilustradas na Figura 1.b. Para estes materiais, a resistência à fadiga é determinada como a amplitude na qual a falha ocorre em um determinado número de ciclos (entre 10^7 e 10^8 ciclos no exemplo da Figura 1.b.).

O uso do *software* ANSYS para os estudos da fadiga é abordado no trabalho de Silva, Chaves e Guidi (2016), no qual os autores analisaram um eixo de transmissão de aço 1045, sofrendo uma força cortante de 6,8kN (oscilando para um mínimo de -6,8kN para o estudo da fadiga), comparando a solução obtida pelo *software* ANSYS 15 com a solução analítica, baseada nos conceitos apresentados no livro de Norton (2013) para estudo de fadiga em eixos. Foi obtida vida de 350 mil ciclos e coeficiente de segurança de 0,68725 com o *software*, enquanto com a solução analítica foi obtido coeficiente de segurança de 0,69, fazendo com que os

autores pudessem validar a solução obtida no *software* como adequada em relação à analítica, embora tenham afirmado que, para carregamentos mais complexos, a aproximação pelo *software* possa não ser tão confiável.

Os componentes principais da coluna de perfuração, são divididos em:

- Tubos de perfuração (*drillpipes*): são tubos de aço (com proteção contra corrosão e desgaste) de diâmetros e comprimentos variáveis, com reforços estruturais (*upset*) nas extremidades nas quais são soldadas conexões denominadas *tool joints*. Os tubos de perfuração constituem a maior parte de uma coluna de perfuração, permitindo que a broca alcance os reservatórios e transmitindo a rotação para a broca.
- Tubos de perfuração pesados (HWDP): tubos de aço semelhantes aos tubos de perfuração convencionais, porém com paredes mais espessas e junções mais resistentes. São utilizados em uma coluna de perfuração, na transição entre os tubos de perfuração convencionais e os comandos, permitindo uma transição de rigidez.
- Comandos de perfuração (*Drill Collars*): são elementos tubulares (não necessariamente cilíndricos, podendo ser quadrados ou espiralados) de paredes espessas e elevado peso linear, posicionados próximos ao fundo do poço com a função de exercer peso sobre a broca (WOB) e garantir maior rigidez à coluna. (THOMAS, 2001) (MATHIAS, 2016)

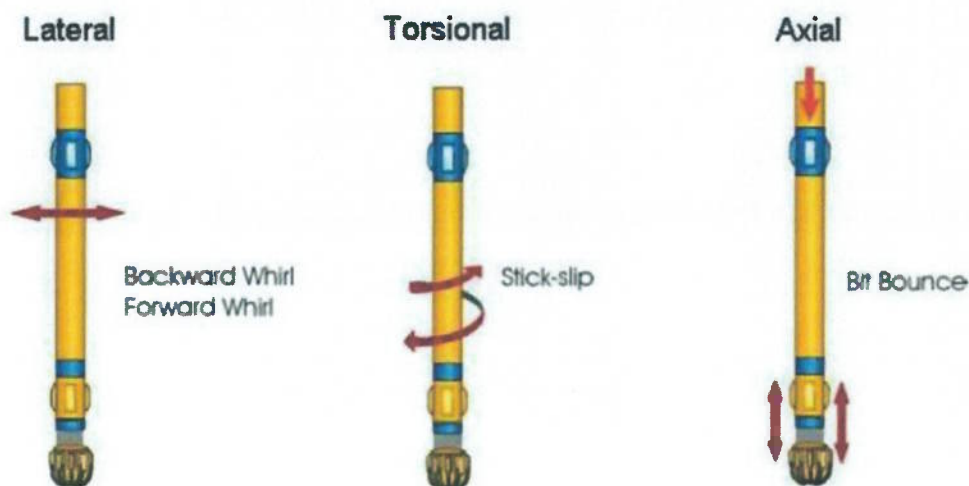
Fundamentos gerais a respeito de colunas de perfuração são abordados no trabalho de Mathias (2016), realizando uma revisão bibliográfica a respeito do tema. São abordadas desde características e funções dos componentes principais e acessórios da coluna de perfuração até os esforços sofridos e as maneiras pelas quais podem ocorrer falhas, além de problemas ocorridos durante a perfuração, não necessariamente relacionados às colunas. Na parte de esforços, o trabalho apresenta equações para representar a tração, falhas por pressão interna excessiva, colapso e flambagem, mas não apresenta equações que representem os diferentes tipos de vibrações, os quais são os principais causadores de falhas por fadiga.

Ainda de acordo com o trabalho de Mathias (2016), os principais esforços sobre a coluna de perfuração são:

- Vibração axial: ocorre em sentido paralelo ao da coluna, sendo causada pelo contato entre a broca e as formações, na maioria das vezes.

- Vibração lateral: ocorre devido aos deslocamentos laterais da coluna no poço, muitas vezes não sendo detectada na superfície. (MATHIAS, 2016)
- Vibração torcional: ocorre devido à interferência das formações na rotação da broca, diminuindo ou parando sua rotação por um período de tempo para, em seguida, liberar a energia potencial da coluna, em um fenômeno denominado *stick-slip*. Os diferentes tipos de vibrações são ilustrados na Figura 2.
- Tração e compressão: ocorrem devido ao peso dos componentes da coluna e da broca, e ao empuxo do fluido de perfuração.
- Diferenciais de pressão entre a região externa e interna à coluna.

Figura 2 – Vibrações que ocorrem em uma coluna de perfuração



Fonte: MATHIAS, 2016.

O estado da arte sobre fadiga em colunas de perfuração é apresentado no artigo de Vaisberg et al. (2002), abrangendo desde equacionamentos para os esforços, métodos de inspeção dos componentes e de testes laboratoriais de fadiga, influências do ambiente na coluna e possíveis melhorias nos componentes para reduzir as falhas por fadiga. Como formas de aumentar a resistência dos componentes, os autores propõem: diminuir a influência da corrosão (que acelera a formação e propagação de trincas) por meio de tratamentos termoquímicos, revestimentos especiais, redução de penetração de fluido de perfuração nas conexões e tratamento do fluido; mudanças no *design* dos tubos, comandos, HWDP e conexões para reduzir concentrações de tensão; mudanças no tipo de aço

utilizado ou utilização de alumínio ou titânio (embora estas mudanças não tenham viabilidade econômica comprovada); e mudanças na operação e seleção dos componentes da coluna.

A influência da corrosão também é abordada no trabalho de Grondin e Kulak (1994), em que foram realizados testes de fadiga com tubos de perfuração em ar atmosférico ou submetidos a uma solução de 3,5% de cloreto de sódio, diminuindo a vida do material em relação a mesmos níveis de tensão em ar atmosférico, principalmente em amplitudes baixas de esforços, pois há aumento do tempo de exposição do material à corrosão, afirmando que ocorre aceleração no surgimento e propagação de trincas, assim como no trabalho de Vaisberg et al. (2002). Porém, o texto não explica a escolha de uma solução de 3,5% de cloreto de sódio, ou sua relação com as concentrações de agentes corrosivos em uma perfuração real.

A influência do histórico de esforços na fadiga é analisada por Gokhale et al. (2007), em que foi elaborada uma metodologia para estimar o dano acumulado durante a operação de uma coluna de perfuração, denominada Pontuação de Dano, baseada no número de ciclos (rotações), taxa de penetração, extensão perfuradas e condições de operação e esforços durante cada estágio diferente, atribuindo uma pontuação quantitativa de dano de acordo com estes parâmetros. A metodologia foi aplicada com sucesso durante o projeto e operação coluna de perfuração.

A influência de variações nos esforços dinâmicos é abordada por Di et al. (2016), resolvendo um conjunto de equações com métodos de elementos finitos com discretização espacial e temporal. O artigo relaciona as vibrações com a diminuição da vida útil de uma coluna, pois estas provocam aumento da frequência de ciclos, atingindo mais rapidamente o número crítico de ciclos. O modelo utilizado pelos autores pôde ser aplicado em um caso de real de poço que sofreu falhas, analisando com precisão a ocorrência de fadiga.

Com base nos trabalhos mencionados, será abordado nesse trabalho o uso de modelos de elementos finitos para verificar a ocorrência de falhas por fadiga em *drillpipes*, por serem os principais elementos de uma coluna de perfuração, com base em situações de esforços semelhantes às encontradas em casos reais.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Para realizar os testes com os *drillpipes* foi utilizado o *software* ANSYS Student 19.1, baseado em elementos finitos (com limite de 32000 elementos e nós), por meio da *interface* ANSYS Workbench.

Para realizar os testes do eixo de transmissão do trabalho de Silva, Chaves e Guidi (2016), foi utilizado o *software* ANSYS 19.2, sem limites de nós e elementos.

As dimensões e propriedades dos tubos de perfuração foram retiradas da especificação 5D da API (2001).

4.1 Materiais

O *software* ANSYS Student 19.1 foi instalado em um computador com processador de 2.3GHz, RAM 4GB e disco rígido com 1 *terabyte* de capacidade.

Já o *software* ANSYS 19.2 foi instalado em um computador conectado remotamente ao computador descrito acima.

4.2 Métodos

4.2.1 Falhas por fadiga

A abordagem utilizada para o estudo da fadiga é baseada no modelo S-N (tensão-número de ciclos), pois, de acordo com Norton (2013), é a mais adequada para máquinas e elementos rotativos, tais como uma coluna de perfuração moderna.

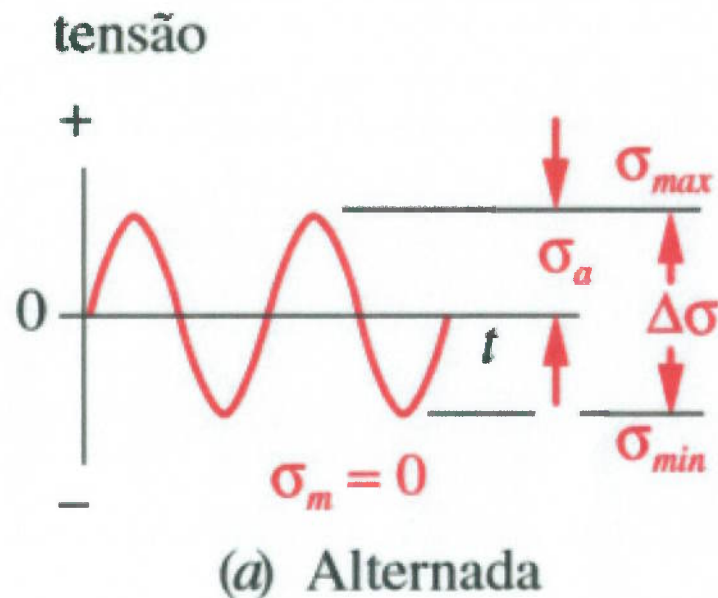
As cargas e esforços que atuam sobre uma coluna de perfuração são expressas na forma de tensão, como na Equação (1) abaixo:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (1)$$

Em que σ é a tensão, F é a força atuante e A é a área sobre a qual a força atua. Para valores negativos de tensão e força, é considerada que a força é de compressão, enquanto valores positivos indicam que a força é de tração.

As tensões cíclicas em uma coluna de perfuração ocorrem devido a movimentos de rotação, por meio de forças como diferenças de pressão e contatos com as paredes do poço. Tais tensões podem ser representadas de maneira semelhante a equações senoidais, como ilustrado na Figura 3, embora com diferentes valores de tensão média (negativos, positivos ou iguais a zero).

Figura 3 – Exemplo de tensão cíclica



Fonte: NORTON, 2013.

A amplitude de tensões (S), que é utilizada para determinação dos ciclos de vida de um material é dada pela metade da diferença entre as tensões máxima (σ_{max}) e mínima (σ_{min}), como representado na Equação (2).

$$S = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2} \quad (2)$$

Devido ao fato de haver tensões normais e de cisalhamento combinadas é utilizada no *software* a tensão equivalente de Von Mises (σ'), dada pela Equação (3) abaixo:

$$\sigma' = \sqrt{\frac{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2)}{2}} \quad (3)$$

Em que σ_x , σ_y e σ_z são, respectivamente, as tensões principais nos eixos cartesianos e τ_{xy} , τ_{yz} e τ_{zx} são as tensões de cisalhamento.

O critério de correção para a tensão média adotado foi o critério de Goodman, pois, segundo Norton (2013), é considerada uma aproximação mais segura (conservadora), além de também ser utilizado no trabalho de Vaisberg et al. (2002).

4.2.2 Condições de contorno e simplificações

Neste trabalho foram abordados os *drillpipes* da parte superior da coluna, pois necessitam suportar o peso do restante da coluna, segundo Mathias (2016), sofrendo cargas elevadas de tensão axial.

A velocidade de rotação adotada foi de 1,5Hz, apontada no trabalho de Grondin e Kulak (1994) como uma velocidade comumente usada em operações de perfuração.

A força gravitacional usada no *software* para cálculos do peso exercido tanto pelo próprio *drillpipe* quanto pelo restante da coluna é de 9,8066 m/s².

Foi considerado, para os *drillpipes*, que estes estão livres somente para rotação na extremidade inferior, enquanto que na extremidade superior estavam livres para movimentação axial e rotação.

Os valores de peso sobre a broca (WOB) assumidos foram de 1000lbf, 50000lbf e 100000lbf, pois, segundo texto encontrado no *site* da empresa norte-americana Ulterra (2018), o WOB assume valores entre 1000 e 100000lbf.

A fim de simplificar os cálculos e a elaboração da geometria do modelo, foram feitas as seguintes aproximações:

- Os poços perfurados são perfeitamente verticais, sem inclinações na coluna de perfuração;
- Não foi considerada movimentação da sonda de perfuração;
- Na geometria não foram incluídas as conexões (*tool joints*) nos *drillpipes*, pois o fato de serem rosqueáveis demandaria o uso de malhas refinadas para representá-las com precisão;
- Não foram consideradas forças hidrostáticas oriundas dos fluidos de perfuração e das formações;
- Foi considerado material uniforme para os *drillpipes*, ou seja, sem variações na composição (incrustações, pontos de corrosão, mudanças na temperatura para o caso de aços, entre outros);
- Não foram considerados entalhes na superfície, tais como riscos ou marcações feitas durante a produção, transporte ou manuseio;
- Vibrações laterais não foram consideradas, pois, de acordo com Costa (2015), conforme citado por Mathias (2016), "(...) as vibrações laterais ficam

confinadas à parte comprimida da coluna, não sendo transmitidas para além do ponto neutro.” , e as partes que sofrem compressão axial não serão estudadas neste trabalho;

- Vibrações axiais e torcionais não foram consideradas, pois os equacionamentos para descrever sua atuação são de alta complexidade, e não foi possível encontrar valores que ocorrem em condições reais.
- Não foram abordados os *drill collars* e *HWDP*, pois estes sofrem somente forças axiais de compressão em uma situação ideal de perfuração, as quais não causam fadiga, de acordo com Norton (2013).

4.2.3 Configurações e uso do software

Primeiramente, é necessária a escolha do ambiente para definir os tipos de análise. Neste trabalho foi utilizado o ambiente de análise estática estrutural (*Static Structural*) do ANSYS, permitindo configurar diferentes carregamentos (tensão, peso, rotação, força gravitacional, torque, entre outros), para depois serem testados sob forma cíclica na ferramenta de fadiga (*Fatigue Tool*), após definidas as propriedades do material, a geometria e as propriedades da malha de elementos finitos.

Nas situações em que apenas um carregamento é cíclico e os outros permanecem constantes, como no caso dos *drillpipes*, é necessário realizar diferentes configurações de esforços, criando cada configuração em um ambiente *Static Structural* diferente, atribuindo diferentes valores para o carregamento cíclico (como máximo e mínimo, por exemplo) em cada configuração, enquanto os outros esforços possuem os mesmos valores para, em seguida, combinar essas situações utilizando a ferramenta *Solution Combination* por meio da solução para fadiga não-proporcional (tensão equivalente com direção variável) com amplitude constante.

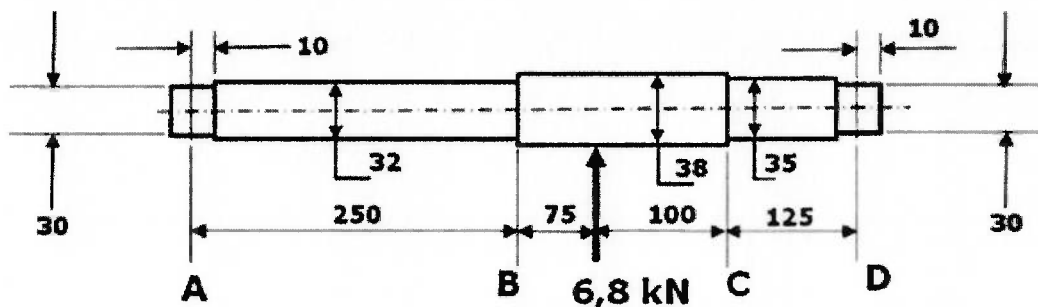
Para verificar se houve falhas por fadiga, foram calculados no software a vida à fadiga (número de ciclos) e o fator de segurança (*Safety Factor – SF*). Quando o fator de segurança tem valor menor que 1, o material sofre falha antes do número de ciclos estimado.

5 RESULTADOS

5.1 Eixo de transmissão

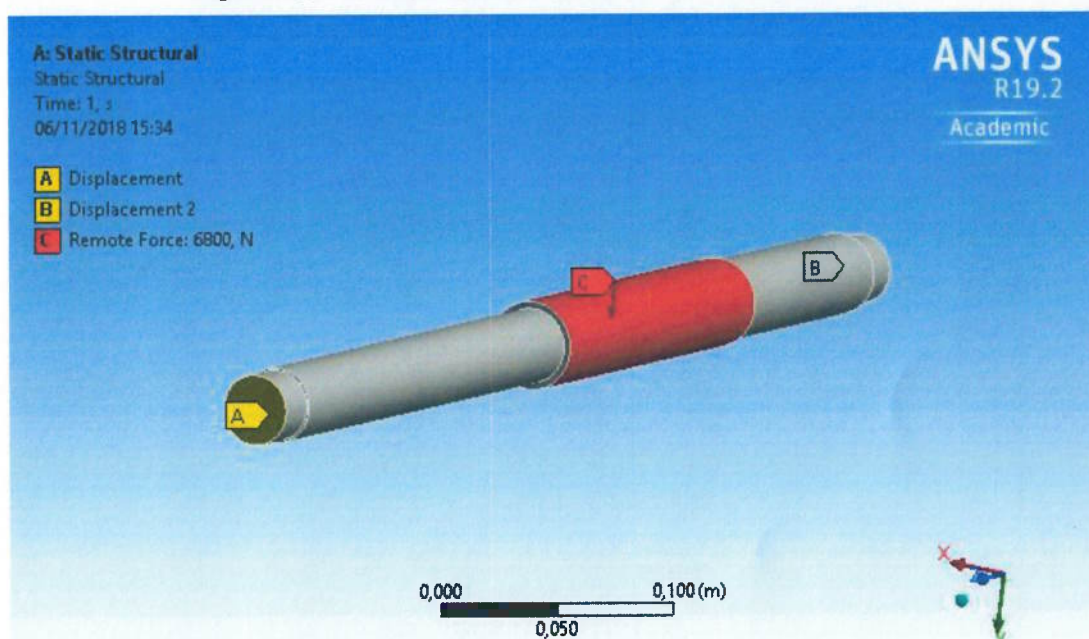
Para a adaptação ao *software* ANSYS, e para verificar se os resultados são condizentes com a solução analítica, foi reproduzido o trabalho de Silva, Chaves e Guidi (2016), calculando a vida a fadiga disponível e o fator de segurança. As figuras 4.a e 4.b ilustram os carregamentos e condições de contorno, constituídos de uma força de 6,8kN e dois apoios de deslocamento nas extremidades. A principal diferença em relação ao modelo feito pelos autores está na malha, possuindo 187424 nós e 93249 elementos de tamanho 5mm, com refinamentos em toda a extensão, enquanto os autores utilizaram uma malha de 175073 nós e 118021 elementos de tamanho 5mm, com refinamentos nos entalhes (mudanças de geometria). Os resultados da vida à fadiga e do fator de segurança estão apresentados nas Figuras 5.a e 5.b, sendo que a vida foi menor na região do apoio na extremidade, e o fator de segurança foi menor na região próxima ao apoio e próxima à aplicação da força.

Figura 4.a – Carregamentos e dimensões (em mm) no eixo de transmissão



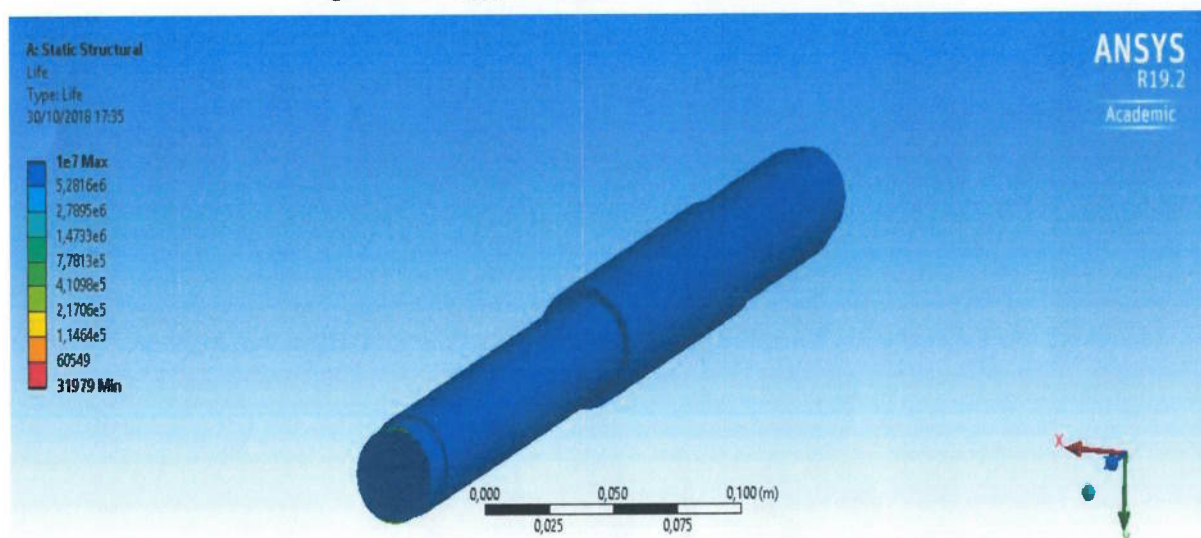
Fonte: SILVA, CHAVES & GUIDI (2016)

Figura 4.b – Carregamentos e apoios no eixo de transmissão



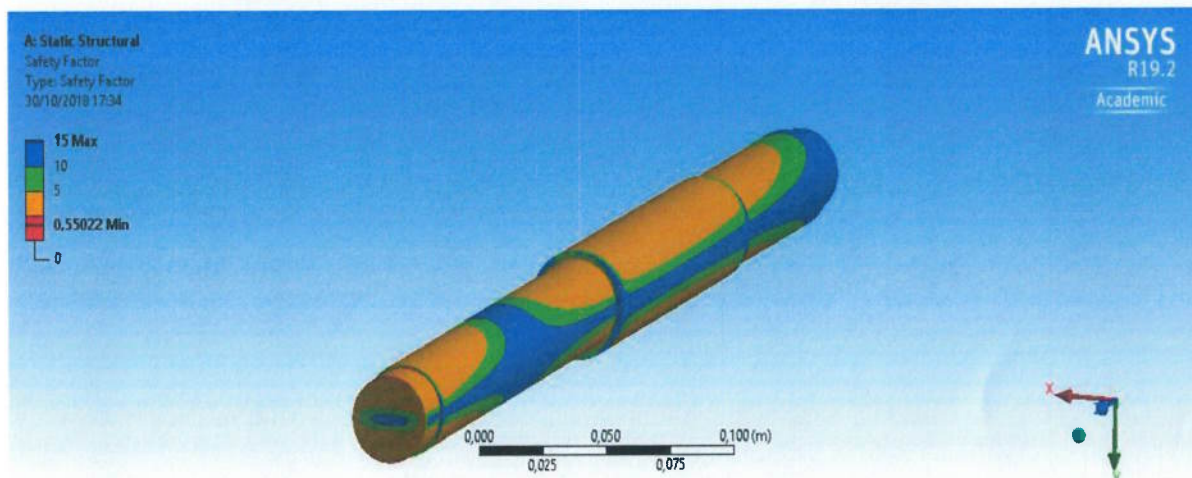
Fonte: testes realizados pelo autor.

Figura 5.a – Vida à fadiga do eixo de transmissão



Fonte: testes realizados pelo autor.

Figura 5.b – Fator de segurança à fadiga no eixo de transmissão



Fonte: testes realizados pelo autor.

5.2 Drillpipes

5.2.1 Drillpipe de 5" com forças axiais reais

Foram realizados testes envolvendo um *drillpipe* com as propriedades apresentadas na Figura 6:

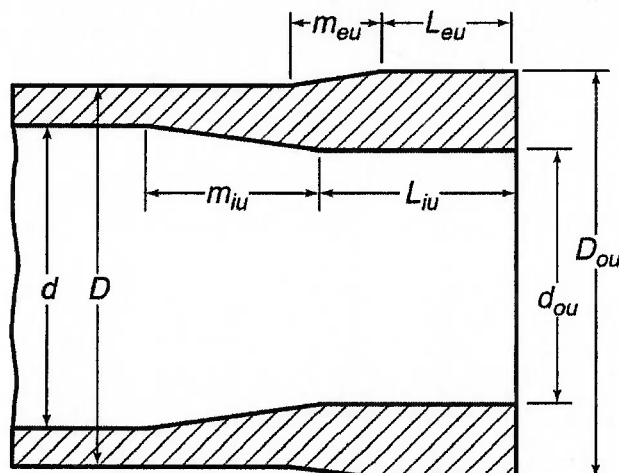
Figura 6: Propriedades do *drillpipe*

OD:	5"
ID:	4,276"
Aço:	E-75
Range:	2 (7,6-10,4m)
Comprimento:	8m
Massa:	910,2Kg
Upset:	Interno-externo

Fonte: Quadro elaborado pelo autor

A geometria e as dimensões do *upset* encontram-se nas Figuras 7 e 8, respectivamente:

Figura 7: Geometria do upset



Internal-External Upset

Fonte: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2001.

Figura 8: Dimensões do upset

D	d	M _{iu}	M _{eu}	L _{iu}	L _{eu}	D _{ou}	d _{ou}
5"	4,276"	3"	2 1/2"	4 1/4"	3"	5,188"	3 9/16"

Fonte: Quadro elaborado pelo autor.

As propriedades do aço E-75 usado são descritas na Figura 9:

Figura 9: Propriedades do aço E-75

Densidade:	8050 kg/m ³
Módulo de Young:	200 GPa
Coefficiente de Poisson:	0,3
Limite de escoamento:	689 MPa
Limite de elasticidade:	517 MPa

Fonte: Quadro elaborado pelo autor

A força axial varia com o valor máximo representando o peso dos *drillpipes* somado ao peso sobre a broca (WOB), e entre o valor mínimo representando somente o peso dos *drillpipes*.

Foram assumidos valores de peso equivalentes a 800, 1600 e 2400m de *drillpipes*.

Os resultados estão apresentados na figura 10:

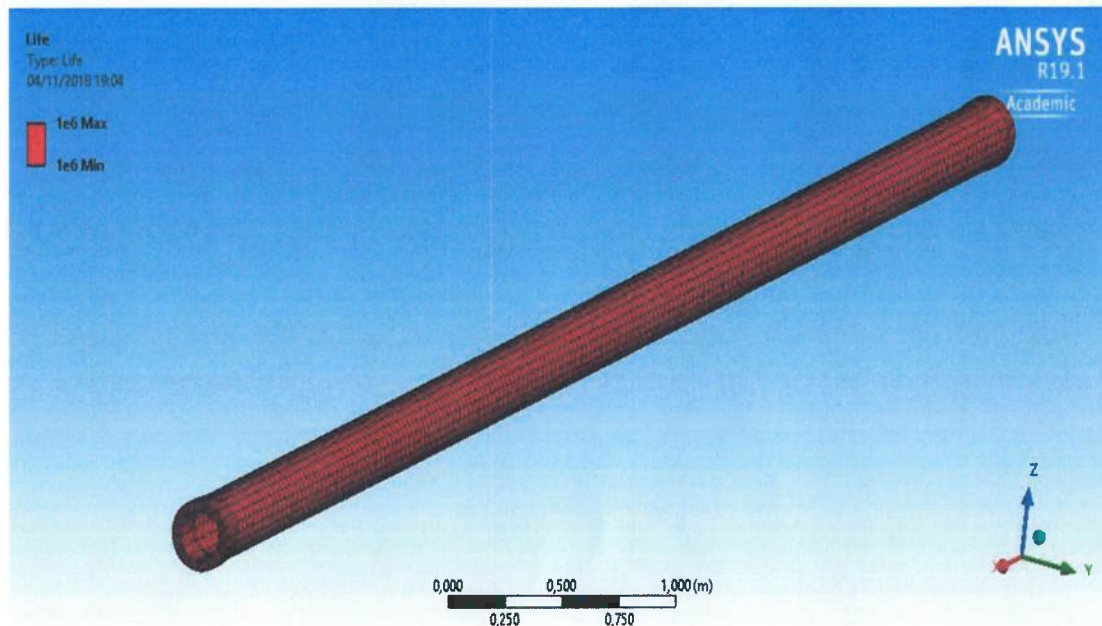
Figura 10: resultados de fadiga para o *drillpipe* de OD 5"

Força axial máx (kN)	Força axial mín (kN)	WOB (lbf)	Vida (ciclos)	SF mín	SF máx	Comprimento:
897,044	892,596	1000	>1000000 (infinita)	8,5408	15	800m
1115,007	892,596	50000	>1000000 (infinita)	4,0962	15	
1328,493	892,596	100000	>1000000 (infinita)	2,6755	15	
1789,642	1785,193	1000	>1000000 (infinita)	4,2957	15	1600m
2007,605	1785,193	50000	>1000000 (infinita)	2,7791	15	
2230,016	1785,193	100000	>1000000 (infinita)	2,041	15	
2682,238	2677,790	1000	>1000000 (infinita)	2,8695	15	2400m
2900,201	2677,790	50000	>1000000 (infinita)	2,1029	15	
3122,612	2677,790	100000	>1000000 (infinita)	1,6524	15	

Fonte: quadro elaborado pelo autor

Como indicado na Figura 10 e ilustrado na Figura 11, todos os testes realizados obtiveram vida infinita à fadiga, superior a 10^6 ciclos.

Figura 11: *Drillpipe* com vida infinita.

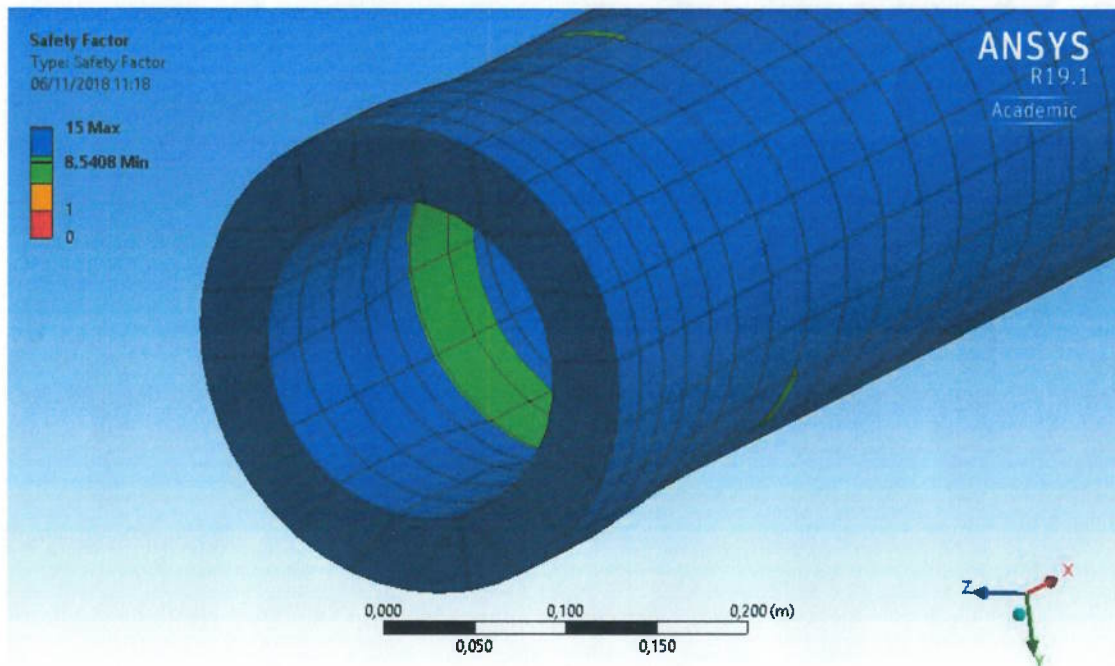


Fonte: testes realizados pelo autor

Todos os valores obtidos pelo fator de segurança no foram maiores que 1, indicando que não houve falha por fadiga, variando próximos às extremidades do *drillpipe*, sendo maiores nos reforços e menores no restante do *drillpipe*, que possui

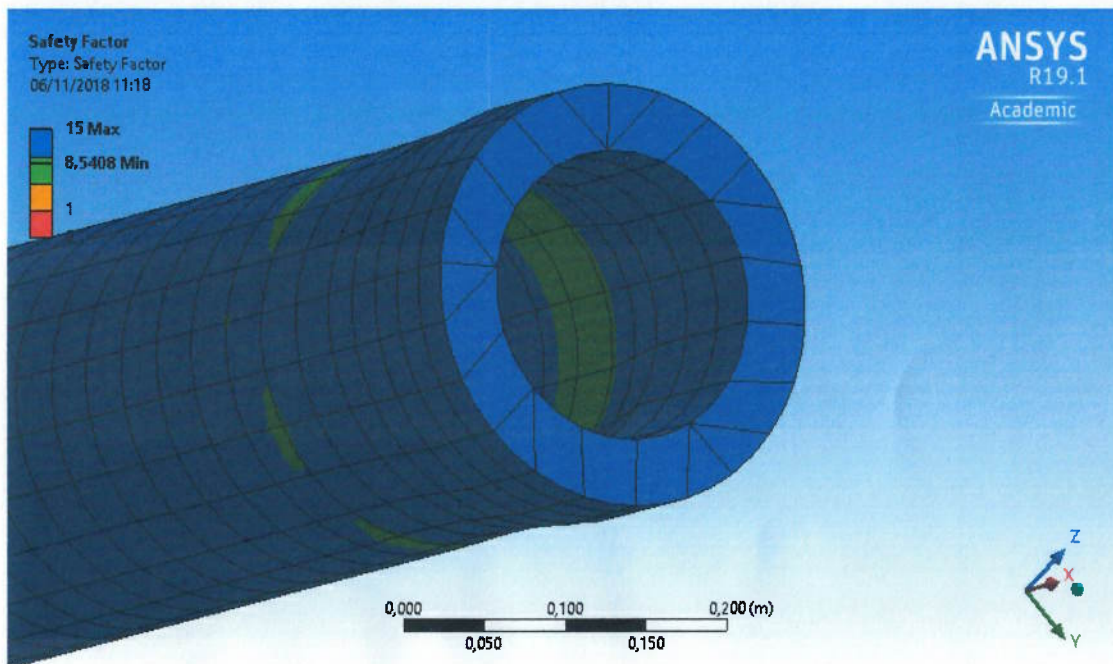
menor espessura, como ilustrado desde a Figura 12.a até a Figura 20.b. Pode-se notar nesta figuras que, quanto maiores os carregamentos (WOB e peso dos demais *drillpipes* da coluna), menor o SF. Nas Figuras 12.a e 12.b, também é possível perceber que o SF é menor na transição para os reforços (*upsets*), que atuam como concentradores de tensão (entalhes).

Figura 12.a: SF para coluna de 800m e WOB de 1000lbf na extremidade inferior do tubo



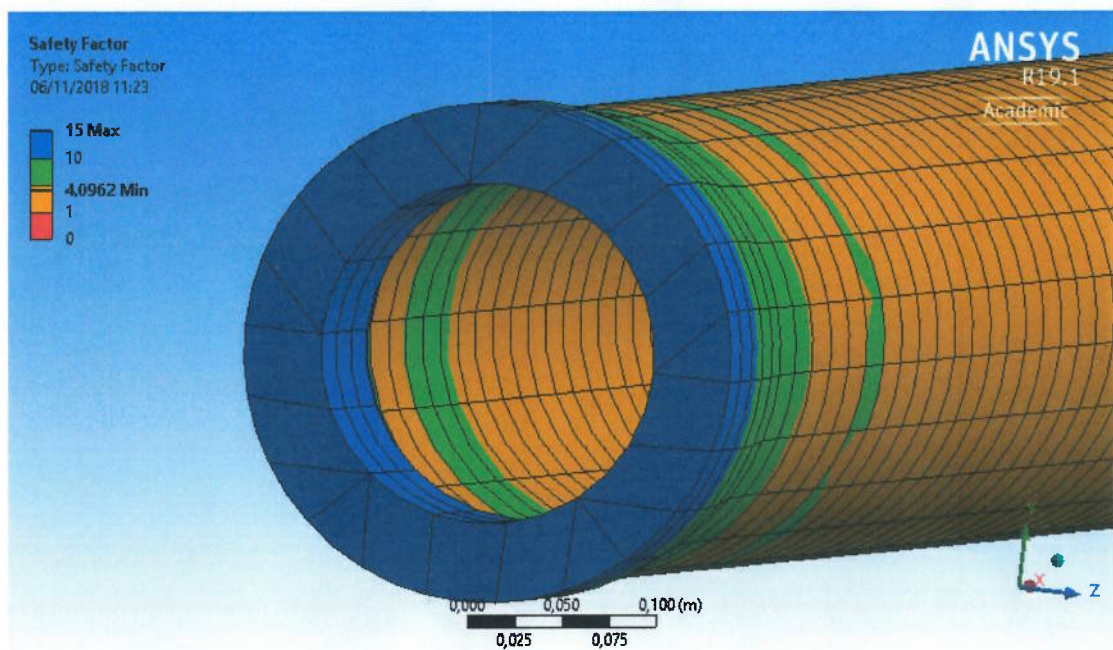
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 12.b: SF para coluna de 800m e WOB de 1000lbf na extremidade superior do tubo



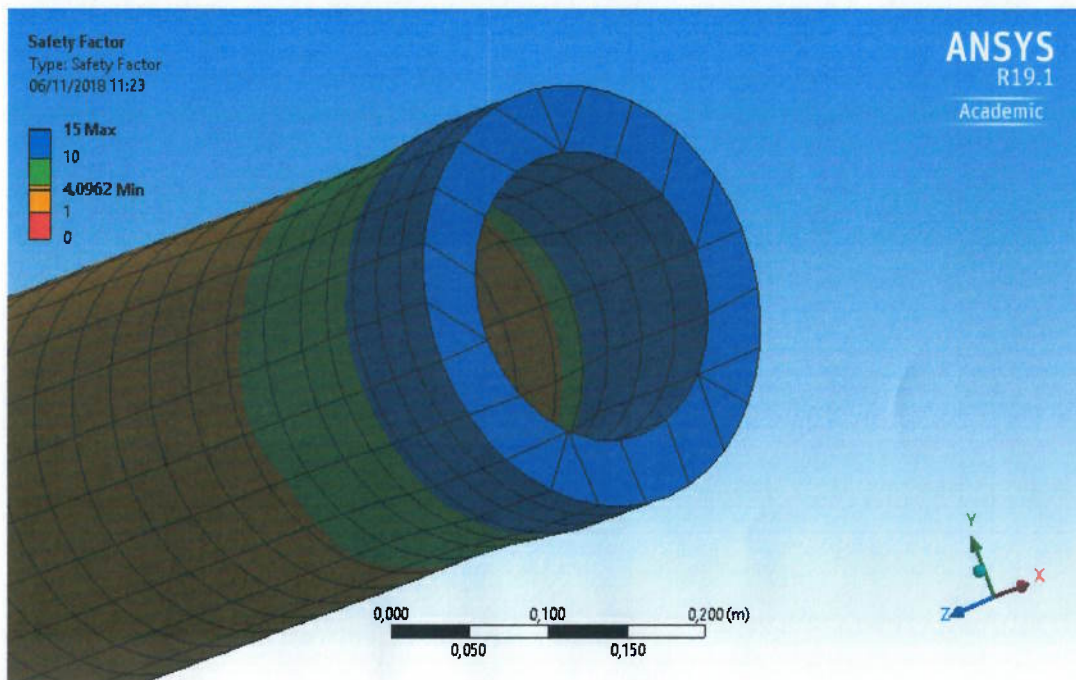
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 13.a: SF para coluna de 800m e WOB de 50000lbf na extremidade inferior do tubo



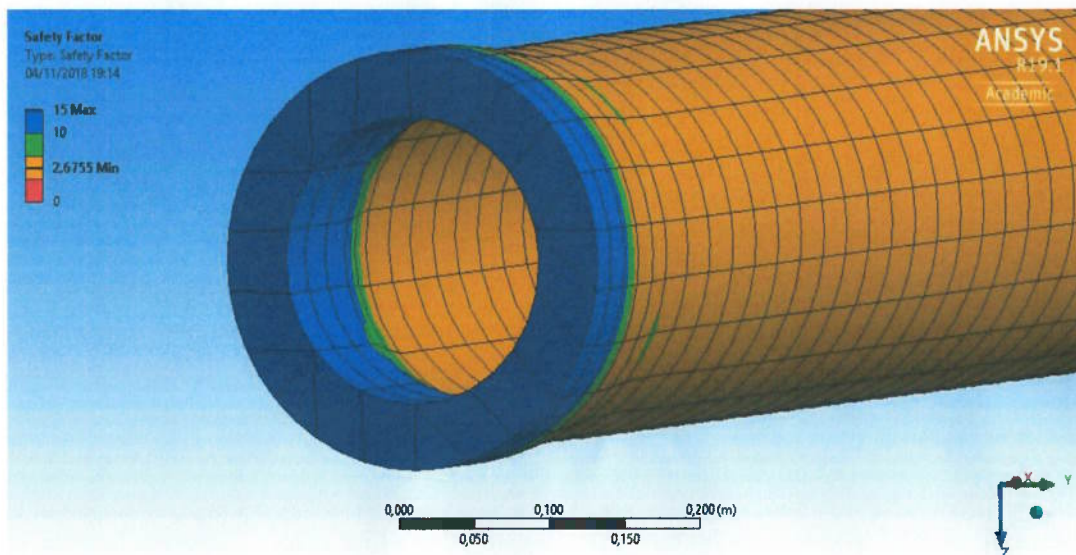
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 13.b: SF para coluna de 800m e WOB de 50000lbf na extremidade superior do tubo



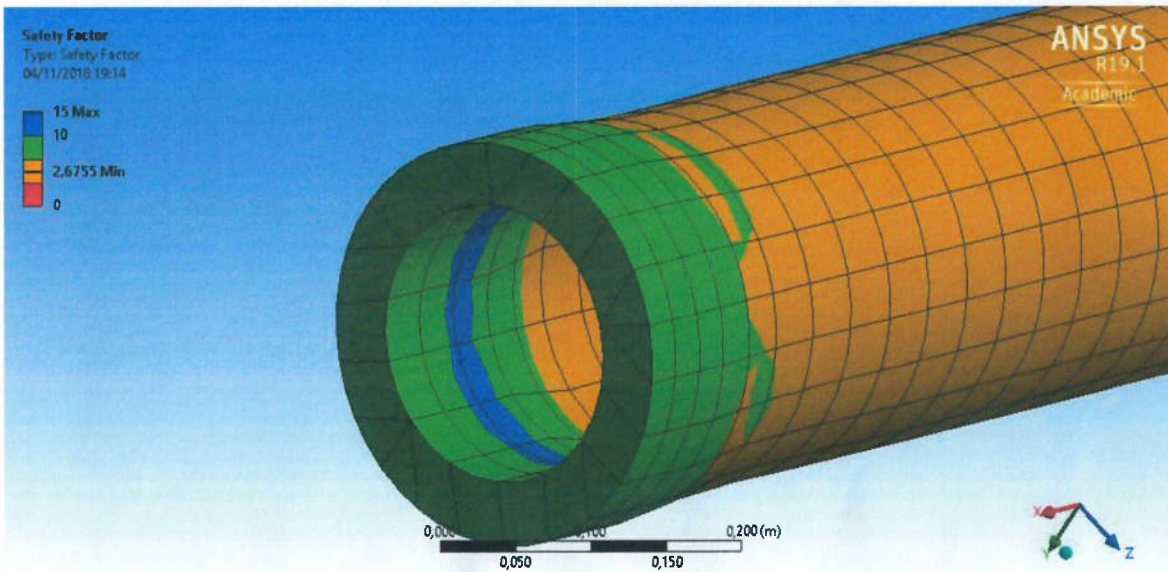
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 14.a: SF para coluna de 800m e WOB de 100000lbf na extremidade inferior do tubo



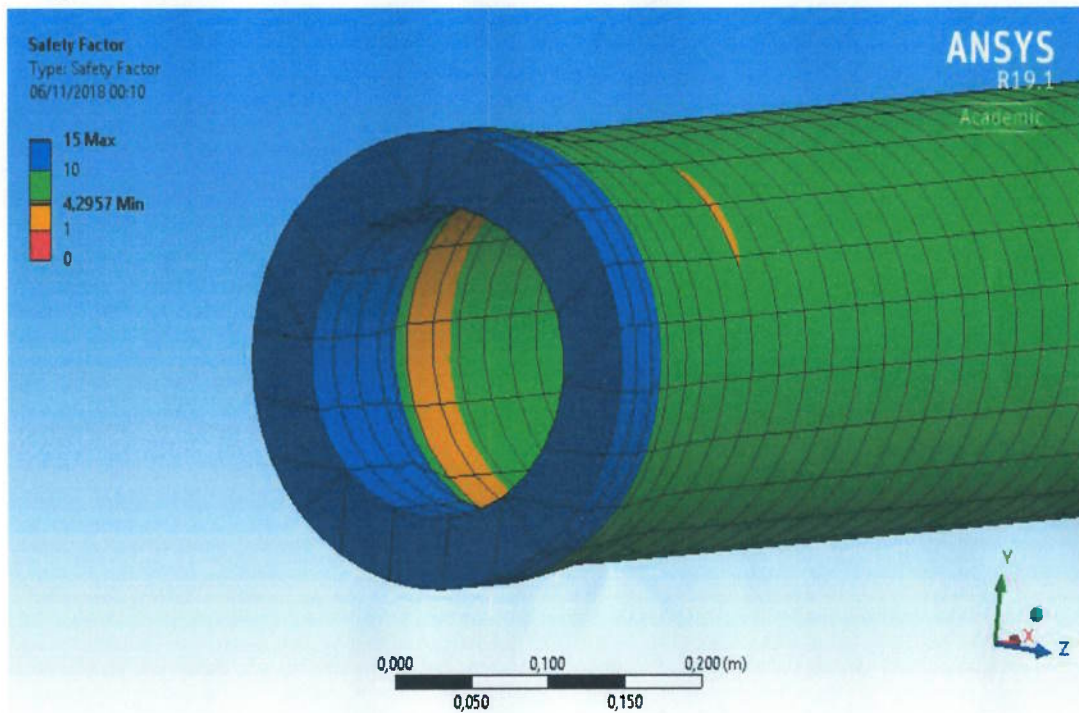
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 14.b: SF para coluna de 800m e WOB de 100000lbf na extremidade superior do tubo



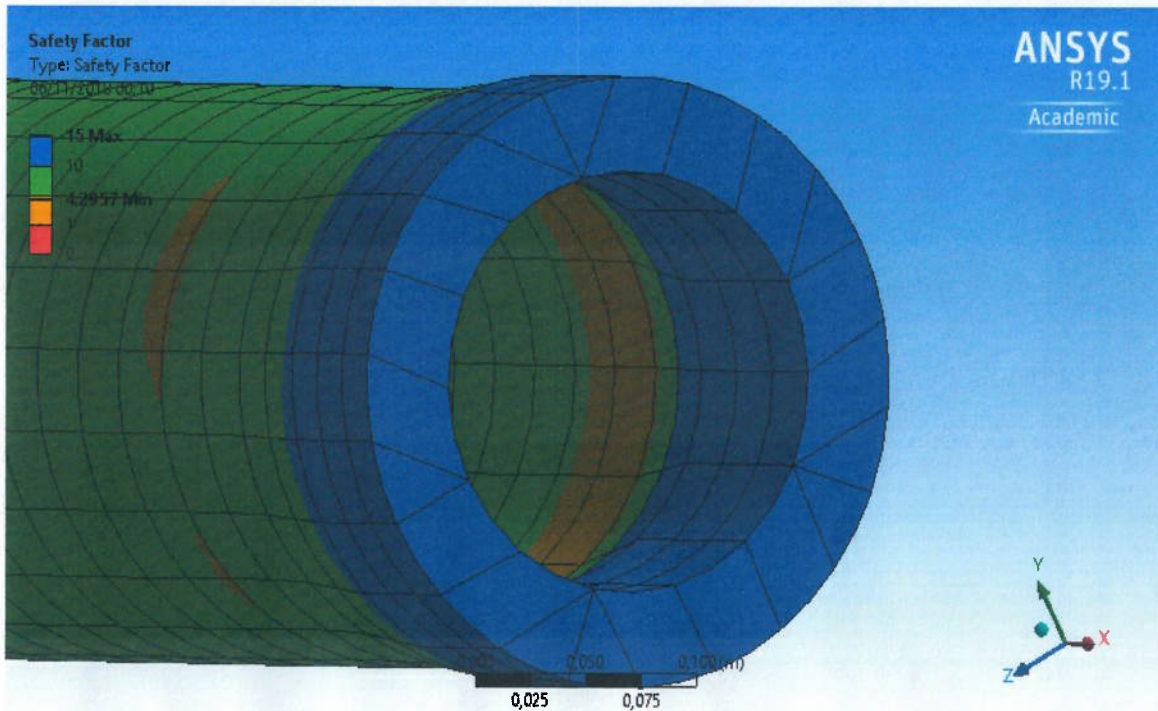
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 15.a: SF para coluna de 1600m e WOB de 1000lbf na extremidade inferior do tubo



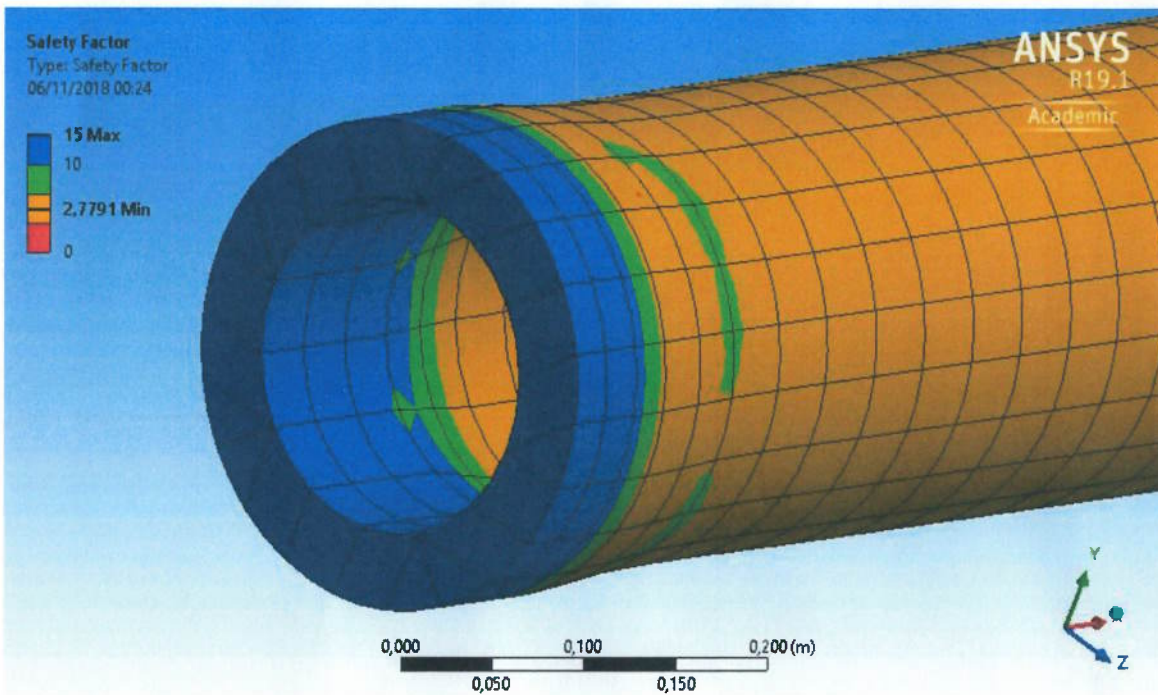
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 15.b: SF para coluna de 1600m e WOB de 1000lbf na extremidade superior do tubo



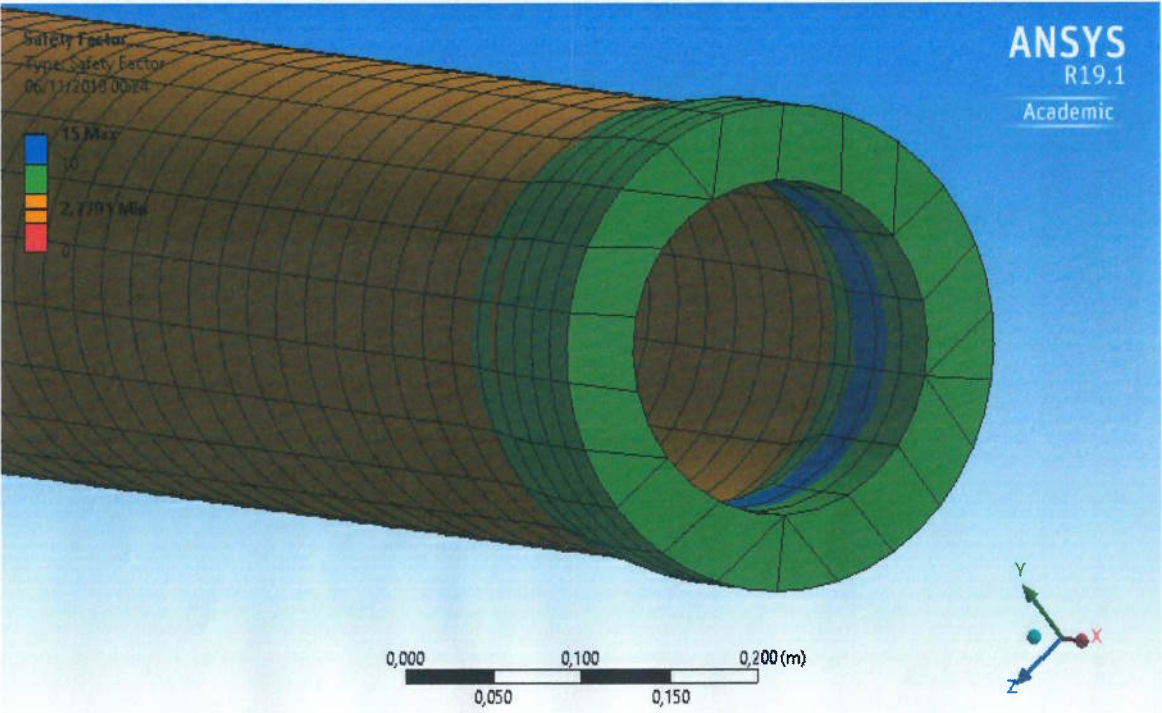
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 16.a: SF para coluna de 1600m e WOB de 50000lbf na extremidade inferior do tubo



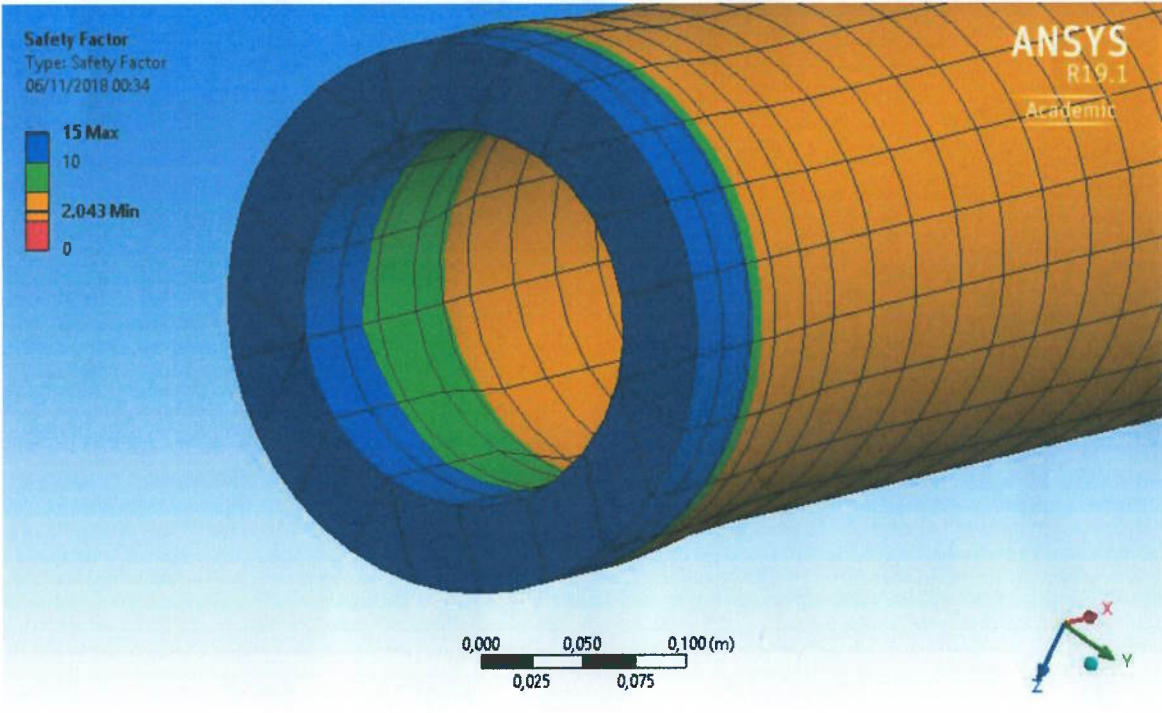
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 16.b: SF para coluna de 1600m e WOB de 50000lbf na extremidade superior do tubo



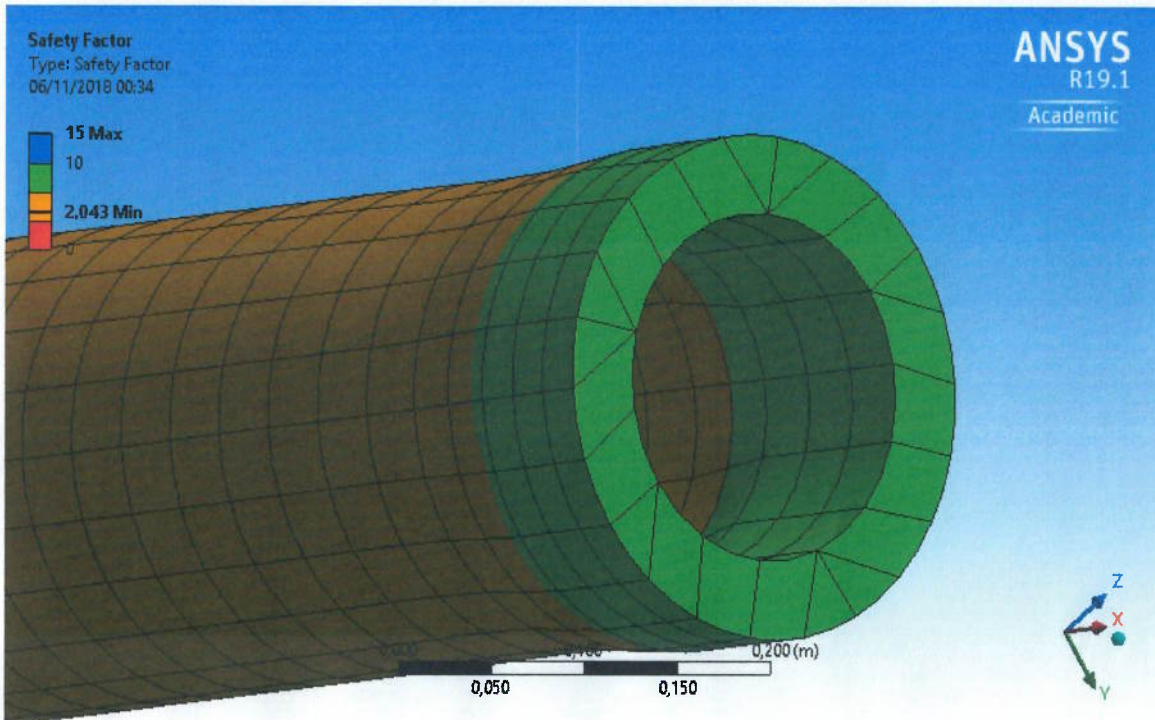
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 17.a: SF para coluna de 1600m e WOB de 100000lbf na extremidade inferior do tubo



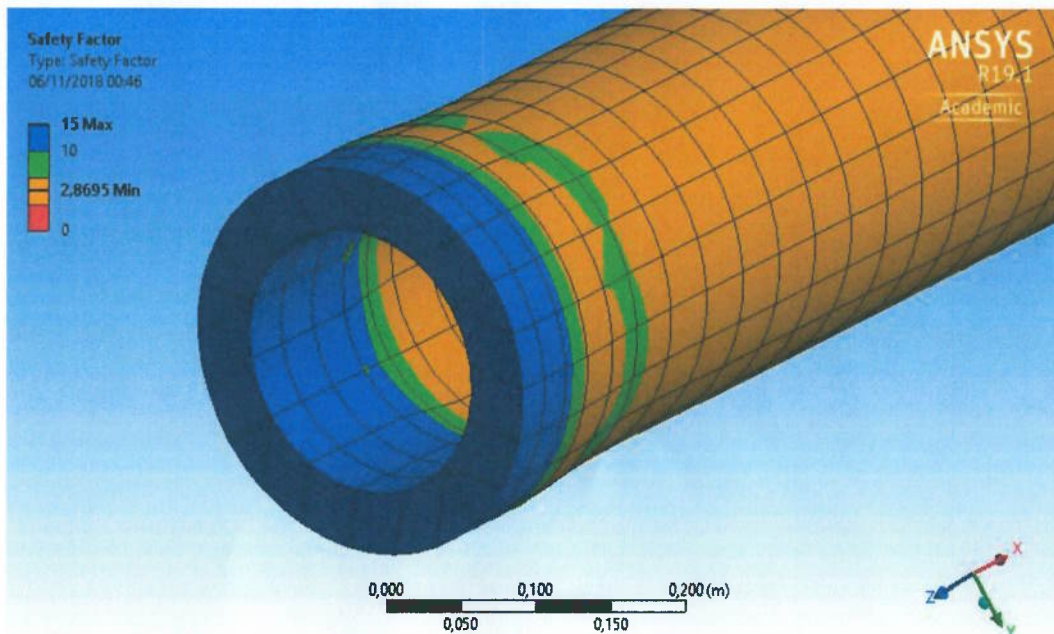
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 17.b: SF para coluna de 1600m e WOB de 100000lbf na extremidade superior do tubo



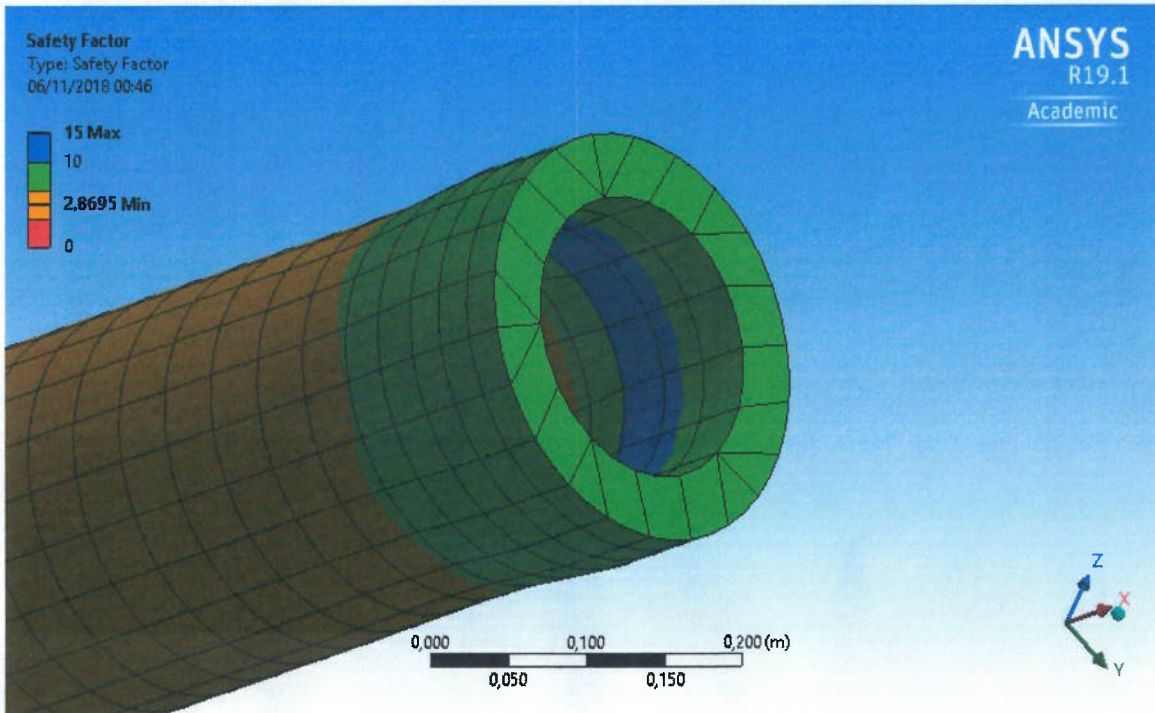
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 18.a: SF para coluna de 2400m e WOB de 1000lbf na extremidade inferior do tubo



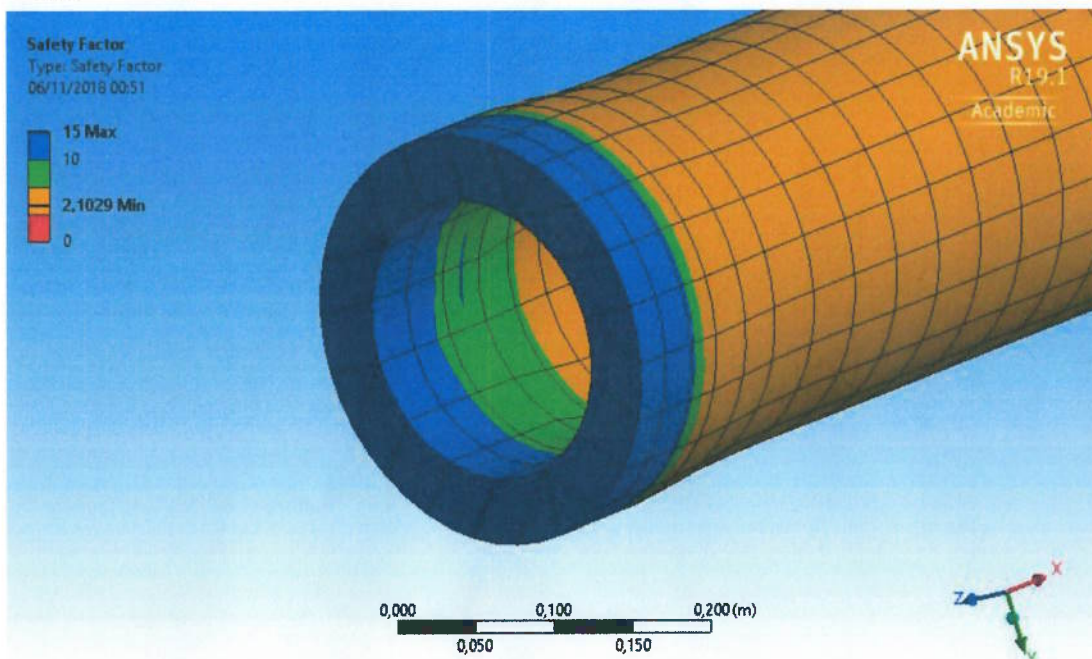
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 18.b: SF para coluna de 2400m e WOB de 1000lbf na extremidade superior do tubo



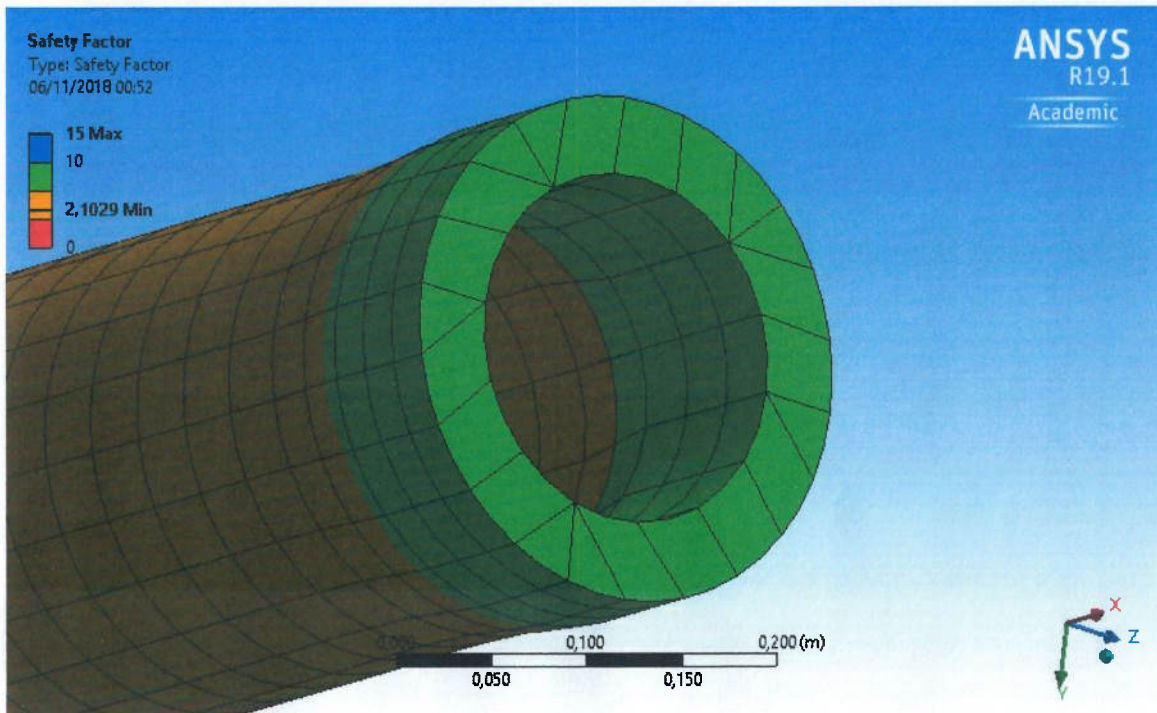
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 19.a: SF para coluna de 2400m e WOB de 50000lbf na extremidade inferior do tubo



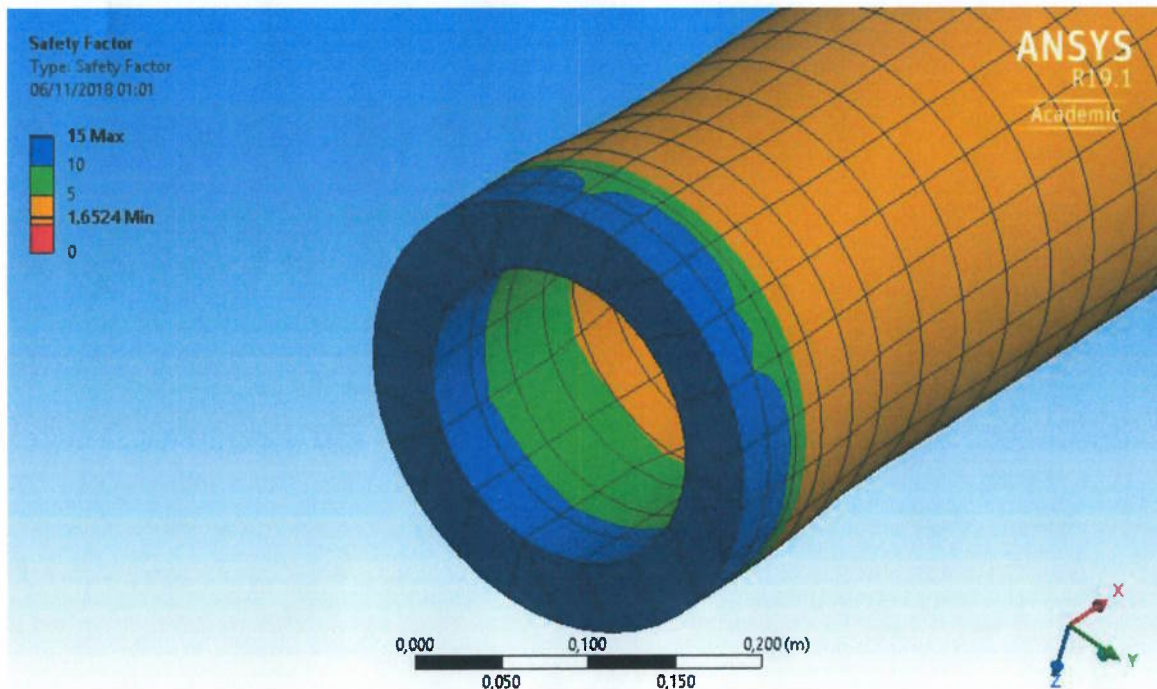
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 19.b: SF para coluna de 2400m e WOB de 50000lbf na extremidade superior do tubo



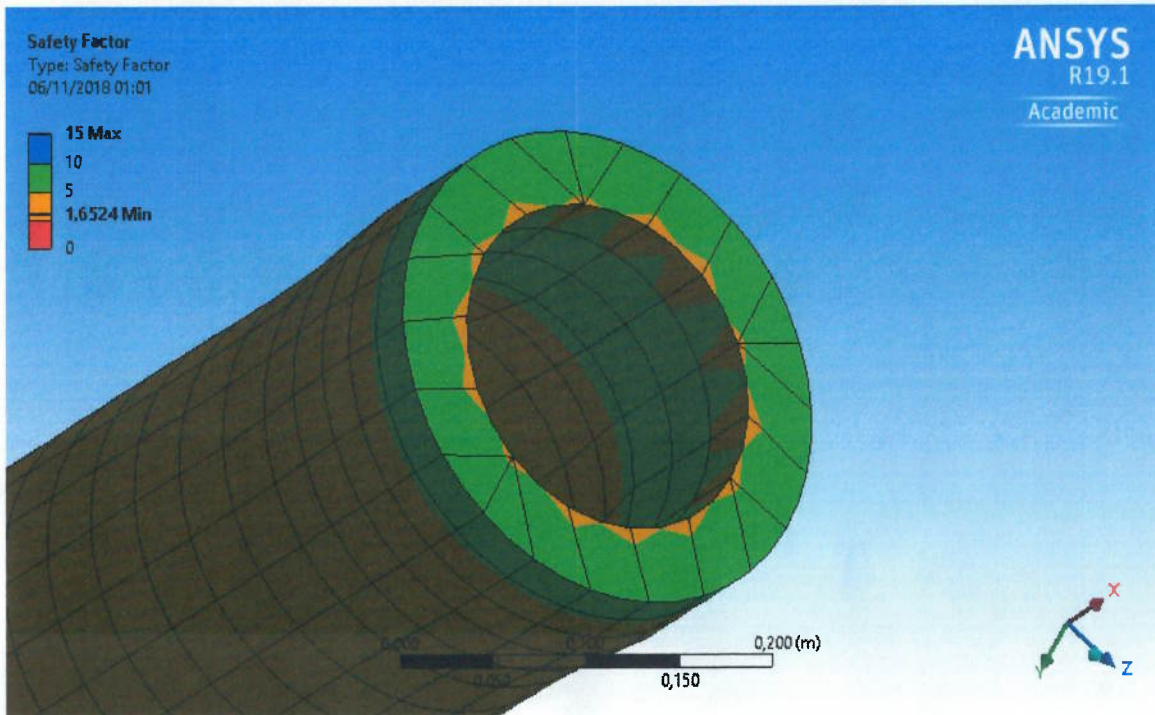
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 20.a: SF para coluna de 2400m e WOB de 100000lbf na extremidade inferior do tubo



Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 20.b: SF para coluna de 2400m e WOB de 100000lbf na extremidade superior do tubo



Fonte: testes realizados pelo autor

5.2.2 Drillpipe de 5" sofrendo falha por fadiga

Como não foram obtidas falhas por fadiga nos casos da Seção 5.2.1, foi realizado um teste com o mesmo *drillpipe* e as mesmas condições de cargas e apoios, porém com valores diferentes para a carga axial, e diferentes dos encontrados em uma situação real de perfuração. Os valores de carga e os resultados estão descritos na Figura 21.

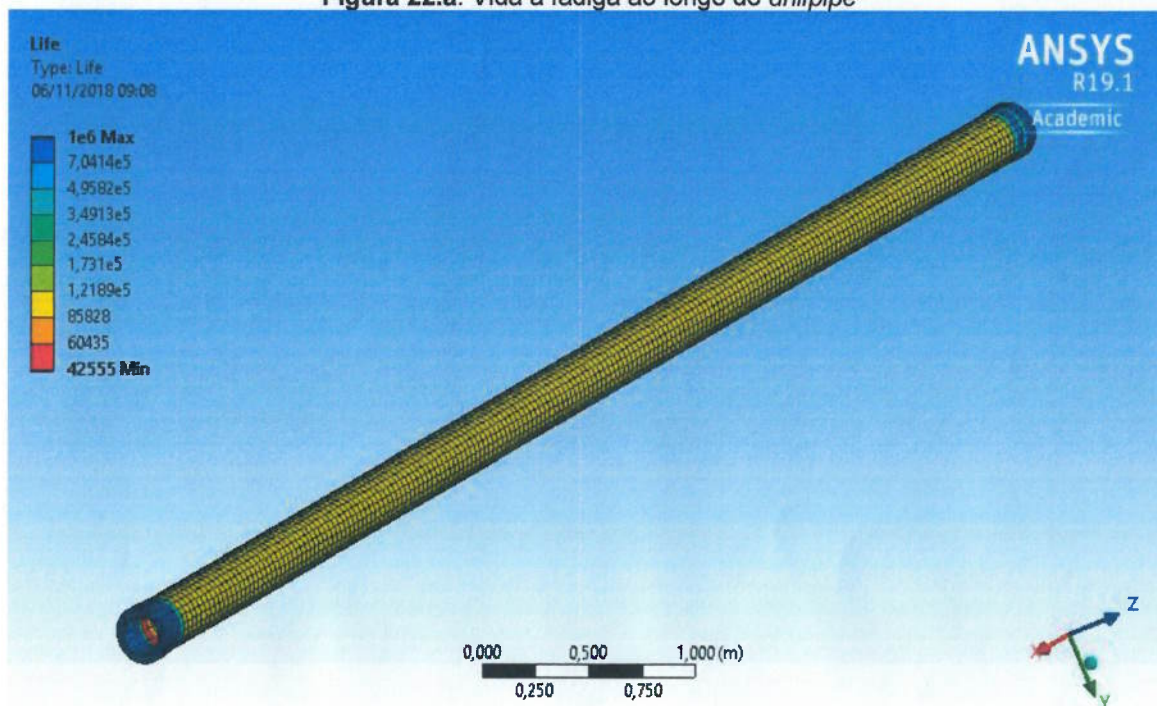
Figura 21: Condições de carga para o *drillpipe* com ocorrência de fadiga

Força axial máx (kN)	Força axial mín (kN)	WOB (lbf)	Vida (ciclos)	SF mín	SF máx	Comprimento
3122,612	0	100000	42555	0,55102	13,665	2400m

Fonte: quadro elaborado pelo autor

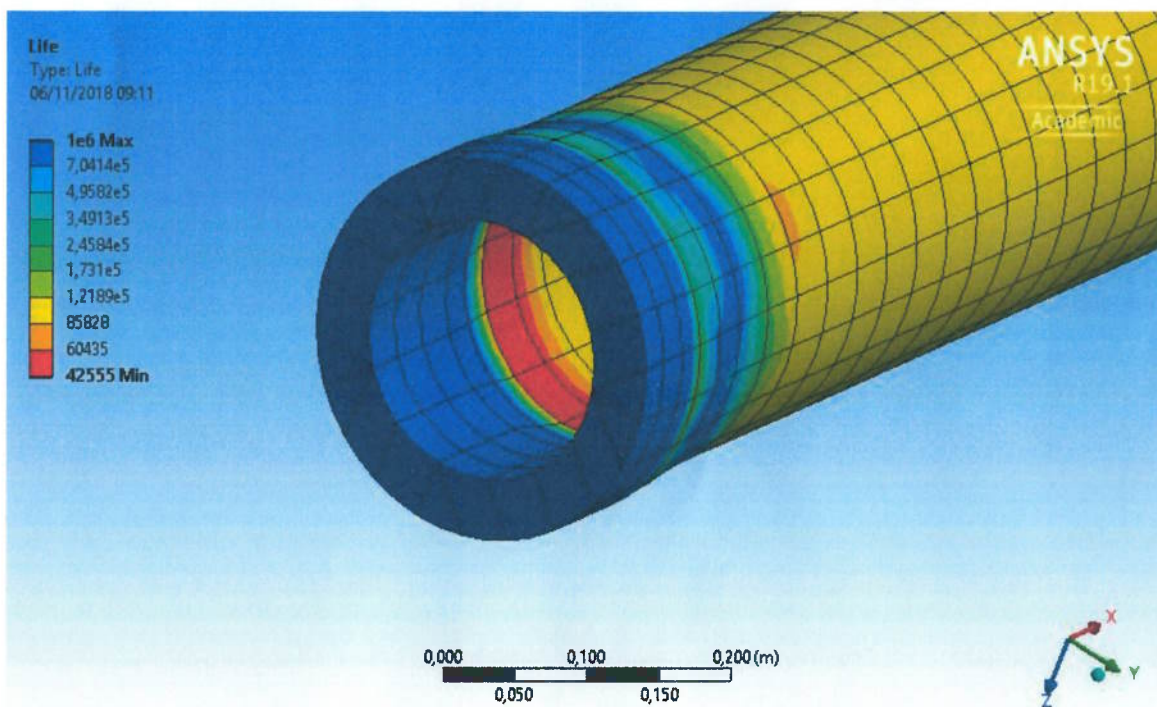
Foram calculados a vida e o fator de segurança (SF) à fadiga, sendo ilustrados, respectivamente, nas Figuras 22.a, 22.b e 22.c; e 23.a, 23.b e 23.c.

Figura 22.a: Vida à fadiga ao longo do *drillpipe*



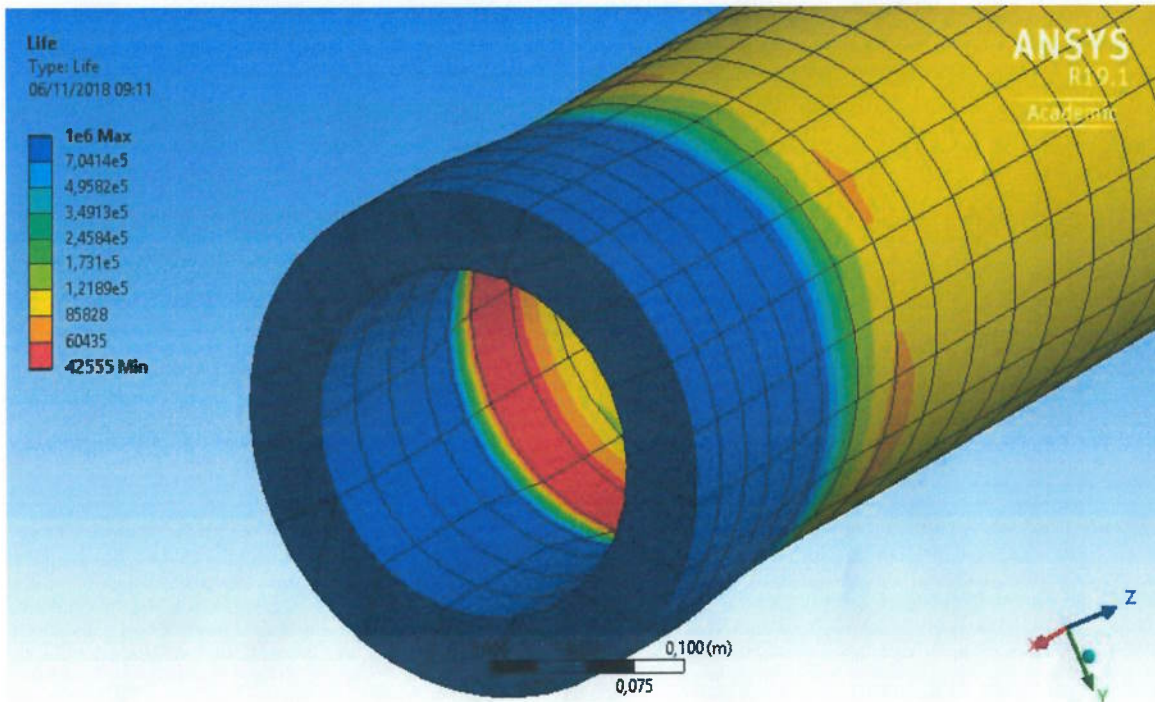
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 22.b: Vida à fadiga na extremidade inferior do *drillpipe*



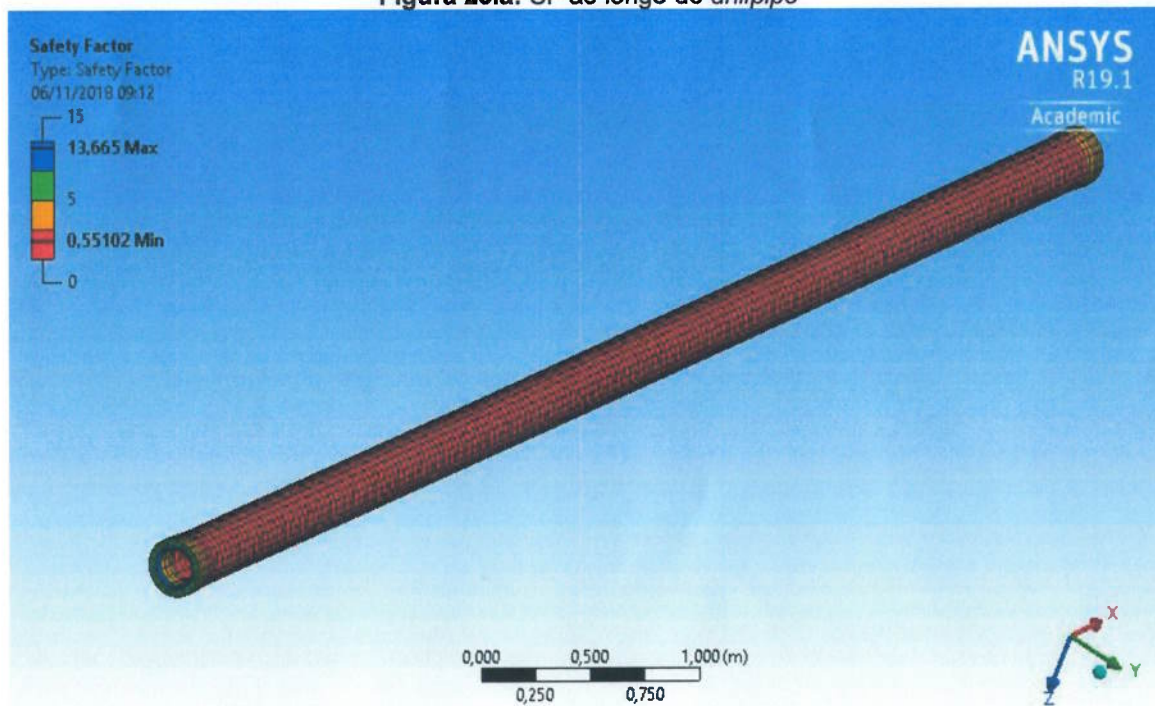
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 22.c: Vida á fadiga na extremidade superior do *drillpipe*



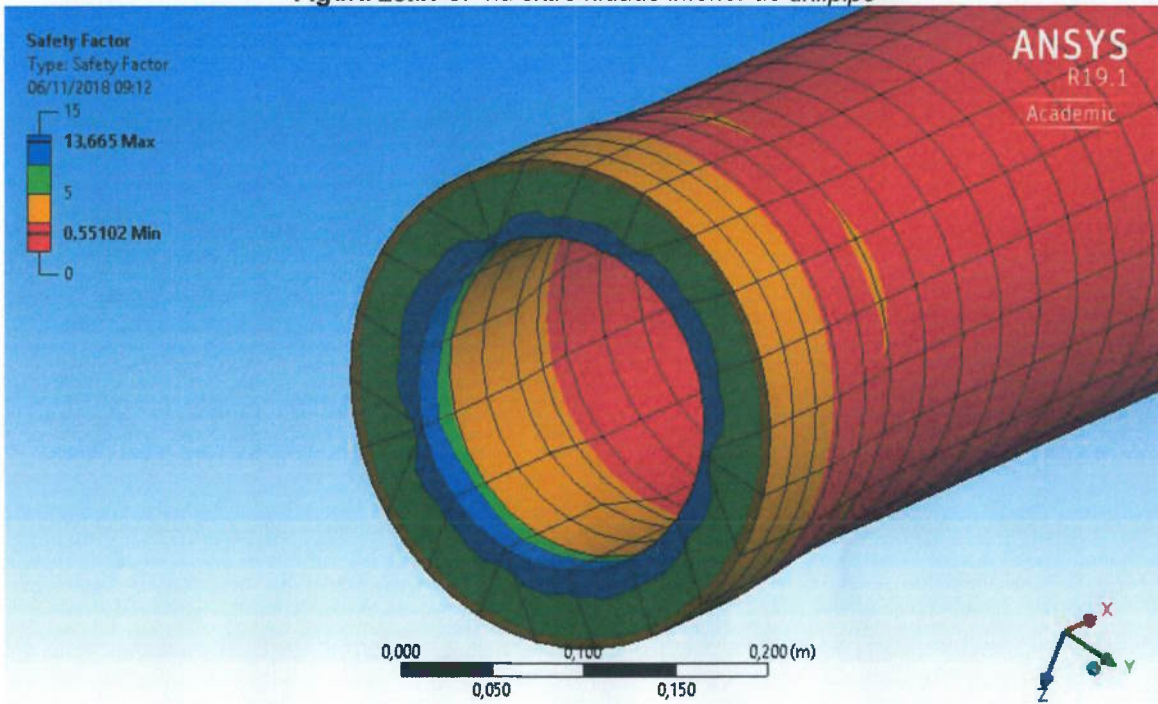
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 23.a: SF ao longo do *drillpipe*



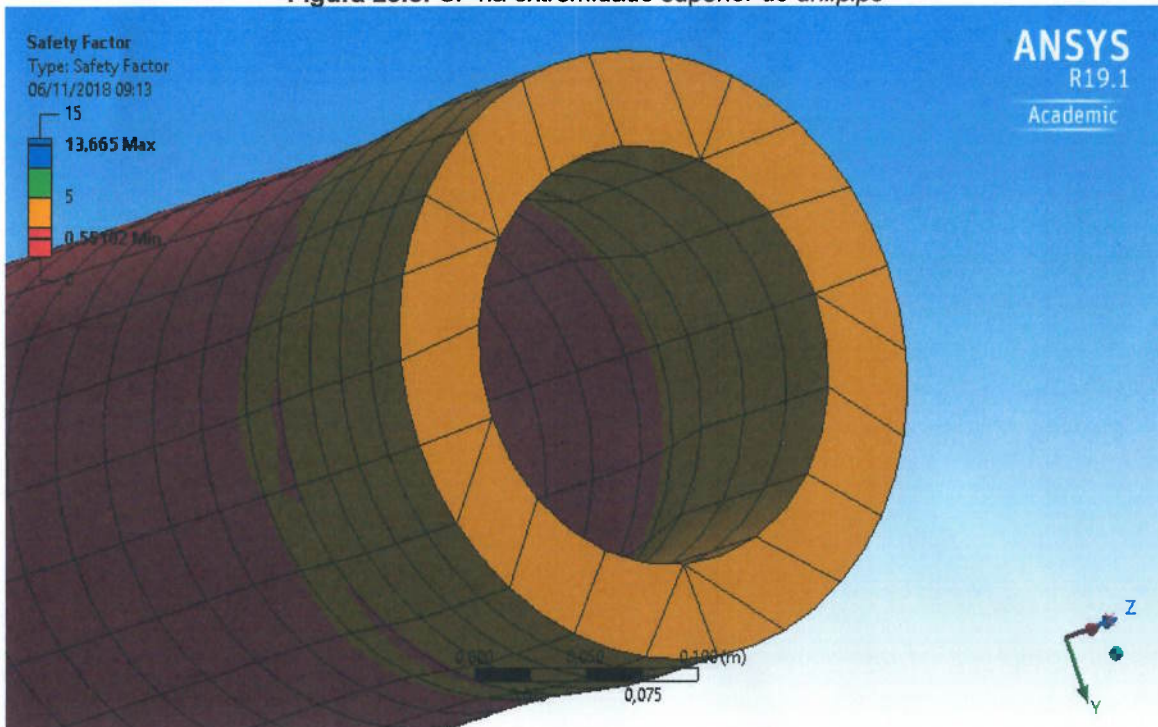
Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 23.b: SF na extremidade inferior do *drillpipe*



Fonte: testes realizados pelo autor

Figura 23.c: SF na extremidade superior do *drillpipe*



Fonte: testes realizados pelo autor

6 DISCUSSÃO

Com base nos trabalhos abordados na seção 3 e da metodologia da seção 4, foram realizadas a comparação e a validação dos resultados obtidos.

6.1 Eixo de transmissão

Na figura 25 estão apresentados os valores obtidos, em comparação com os obtidos por Silva, Chaves e Guidi (2016):

Figura 24: Resultados do teste com o eixo de transmissão

Variável:	Valor obtido:	Valor esperado:	Erro relativo
Vida mínima (ciclos)	31979	35000	-9%
Fator de segurança	0,55022	0,68725	-20%

Fonte: quadro elaborado pelo autor

Os valores obtidos foram diferentes dos obtidos no trabalho de Silva, Chaves e Guidi (2016). Essas diferenças podem ser justificadas pelo uso de uma malha com números diferentes de nós e elementos e com refinamento em toda a extensão, além de mudanças nas configurações dos apoios (cujas configurações exatas não foram especificadas no trabalho dos autores), visto que o carregamento, as propriedades do material e a geometria são iguais. Porém, os resultados obtidos são fiéis à teoria apresentada nos trabalhos de Norton (2013) e Callister & Rethwisch (2012), com menor vida à fadiga e fator de segurança nos entalhes, que no caso são os locais onde houve mudanças no diâmetro do eixo, e próximo aos apoios.

6.2 Drillpipes

6.2.1 Drillpipe de 5" com forças axiais reais

Não ocorreram falhas por fadiga, indicando que a variação nas tensões axiais com as magnitudes especificadas não contribui com a ocorrência de fadiga, mesmo utilizando o aço com menor resistência às tensões, de acordo com as especificações da API (2001).

Porém, não foram considerados diversos fatores que possuem grande influência, de acordo com Mathias (2016), Vaisberg et al. (2002) e Grondin e Kulak

(1994), especialmente as vibrações, a corrosão, marcas na superfície dos tubos, forças laterais, inclinação e interações com os fluidos de perfuração.

Também não foram avaliadas as conexões entre os tubos (*tool joints*), que são consideradas zonas onde há elevada concentração de tensões, como apontado por Vaisberg et al. (2002), pois sua geometria demandaria maior potência computacional, tornando demorados os cálculos e aumentando o número de elementos no modelo.

O fato de o fator de segurança ser maior nas extremidades do *drillpipe* é condizente com a literatura, pois as extremidades possuem maior espessura e reforços e, conseqüentemente, maior resistência.

Tanto a amplitude de tensões quanto a tensão média exerceram influência sobre o fator de segurança, diminuindo seu valor mínimo. Para o caso de 800m de *drillpipes*, especialmente, a amplitude de tensões diminuiu consideravelmente o fator de segurança mínimo, diferentemente do ocorrido para 1600 e 2400m de *drillpipes*, que já possuíam fatores de segurança menores.

6.2.2 Drillpipe de 5" sofrendo falha por fadiga

Neste caso foi possível notar a ocorrência de falhas por fadiga, com a maioria de seus pontos falhando antes do valor de vida infinita (10^6 ciclos), exceto por pontos nos *upsets*, que são reforçados, como apontado no trabalho de Vaisberg et al. (2002).

A vida mínima foi de 42555 ciclos, na zona de transição para o *upset*, como visto nas Figuras 22.b e 22.c. Tal fato também é afirmado no trabalho de Vaisberg et al. (2002), justificando que esta zona atua como um entalhe, concentrando as tensões.

Apesar de os valores de amplitude serem demasiadamente elevados em relação a casos reais, foi possível comprovar que a existência somente de movimentos axiais pode causar falhas por fadiga em um *drillpipe*.

7 CONCLUSÃO

Como não houve falhas por fadiga somente com forças, sem vibrações, pode-se concluir que essas forças têm baixa influência para a ocorrência de falhas por fadiga, sendo necessárias elevadas amplitudes e tensões médias para que estas ocorram, em situações excepcionais para poços verticais. O fato de não terem sido incluídas vibrações, corrosão, entalhes na superfície e forças laterais evidencia a influência desses fatores na ocorrência de fadiga, conforme a literatura estudada.

O uso do *software* ANSYS se mostrou adequado para realizar testes de fadiga em componentes da coluna de perfuração, obtendo resultados teóricos próximos aos da literatura, como a maior resistência à fadiga no *upset* dos *drillpipes*, e a menor resistência na transição para o *upset*. O *software* também pode ser utilizado em trabalhos futuros, incluindo outros carregamentos, vibrações, condições de contorno, desgaste, corrosão e inclinações na coluna de perfuração, para resultados ainda mais próximos dos reais.

REFERÊNCIAS

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API 5-D-2001: Specification for Drill Pipe**. Washington, D.C., 2001.
- CALLISTER JR., W.D.; RETHWISCH, D.G. **Ciência e engenharia de materiais: Uma introdução**. 8 ed. Rio de Janeiro: Livros e Técnicos e Científicos, 2012. 817p.
- Di, Q. et al. **Dynamic Valuation Methodology for Fatigue Failure of Drill String**. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, 2016
- GOKHALE, S.R. et al. **Advances in Drillpipe Fatigue Management**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2007.
- GRONDIN, G.Y.; KULAK, G.L. **Fatigue Testing Of Drillpipe**. SPE Drilling & Completion, pp. 95-102., junho 1994.
- MATHIAS, V.M. **Coluna de perfuração em poços de petróleo**. 2016. 44p. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016
- NORTON, R.L. **Projeto de Máquinas: Uma abordagem ilustrada**. 4 ed. Porto Alegre: Bookman, 2013. 1029p.
- SILVA, F.A.; CHAVES, C.A.; GUIDI, E.S. **Análise de falhas por fadiga em eixo de transmissão utilizando o método dos elementos finitos**. Exacta, Volume 14, No. 2, pp. 207-219, 2016.
- THOMAS, J.E. et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001. 278 p.
- ULTERRA. **Weight On Bit - WOB**. Disponível em: <<https://ulterra.com/pdc-bit/weight-on-bit-wob/>> . Acesso em: 29 de outubro de 2018.
- VAISBERG, O. et al. **Fatigue Of Drillstring: State of the Art**. Oil & Gas Science and Technology, Volume 57, No. 1, pp 7-37, janeiro/fevereiro 2002.

Universidade de São Paulo

Engenharia de Petróleo – Escola Politécnica

Número: 8585279USP

Data: 09/11/2018



Avaliação de falhas por fadiga em colunas de perfuração

Mateus Kenji Shimada

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Carrion

Artigo Sumário referente à disciplina PM11096 – Trabalho de Formatura para Engenharia de Petróleo II
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

Resumo

Com os avanços tecnológicos e o esgotamento de reservatórios de fácil acesso, a perfuração de petróleo vem encontrando inúmeros desafios, estando cada vez mais sujeita a falhas nas colunas, entre as quais as falhas por fadiga, que ocorrem com maior frequência que os outros modos de falha, levando a prejuízos materiais e financeiros, e até mesmo a riscos de danos ambientais e à vida dos tripulantes da sonda. As falhas por fadiga ocorrem para tensões cíclicas abaixo do limite de resistência do material, ocorrendo repentinamente. O *software* baseado em elementos finitos ANSYS Workbench foi utilizado, calculando o número de ciclos de carga e o fator de segurança à fadiga. Um eixo de transmissão foi testado para validar o uso do ANSYS, com resultados relativamente próximos aos da literatura, com as diferenças decorrentes de prováveis mudanças nas condições de contorno em relação as utilizadas pelo trabalho no qual este teste se baseou. Em seguida, foram testados *drillpipes* de 5" de diâmetro, com dimensões reais, sujeitos apenas a carregamentos cíclicos axiais, sem obter falhas por fadiga, evidenciando que os principais fatores que causam estas falhas são as vibrações, cargas laterais, corrosão e entalhes na superfície. O mesmo *drillpipe* foi testado com amplitudes maiores de tensão, ocorrendo falhas por fadiga na transição para suas extremidades (*upsets*), assim como estudado na bibliografia pesquisada, levando à conclusão de que o ANSYS é adequado para a realização de estudos de fadiga, podendo ser usado em trabalhos posteriores considerando outros esforços e danos aos equipamentos.

Palavras-Chave: Coluna de Perfuração. Petróleo. Falha por fadiga. Elementos finitos.

Abstract

With the technological advances and the depletion of easily accessible reservoirs, oil drilling has encountered numerous challenges, being more and more subjected to drillstring failures, such as fatigue failures, which occur more frequently than other modes of failure, leading to material and financial losses, or even risks of environmental damages and risks to the lives of the drilling rig crew members. Fatigue failures occur by cyclic stress, lower than the material yield strength, occurring abruptly. ANSYS Workbench finite-element-based software was used to calculate the number of load cycles and the fatigue safety factor. In order to validate the use of the ANSYS software, a transmission shaft was tested, obtaining relatively close results than those obtained in previous works, with differences attributed to probable changes in the boundary conditions in relation to the ones used in the work from which this test was based. Then, 5" OD drillpipes with real dimensions were tested, subjected to only cyclic axial loads, without obtaining fatigue failures, evidencing that the main factors that cause fatigue failures are vibrations, lateral loads, corrosion and surface notches. The same drillpipe was tested with higher load amplitudes, occurring fatigue failures in the transition to its upset ends, such as seen in previous works, leading to the conclusion that ANSYS is an adequate software for fatigue studies, able to be used in future works considering other stresses and equipment damage.

Keywords: Drillstring. Petroleum. Fatigue failure. Finite element.

1. Introdução e objetivo

A perfuração de poços é uma das etapas mais importantes para a exploração e produção de petróleo e gás natural, pois é a etapa na qual se pode entrar em contato real com os reservatórios. Para que o poço e, consequentemente, a injeção ou produção sejam eficientes, é fundamental que o poço seja perfurado de maneira segura e de acordo com os parâmetros de seu projeto.

Uma coluna de perfuração está sujeita a condições extremas encontradas durante a operação, tais como: atrito elevado com o fluido de perfuração e sedimentos retirados pela broca; pesos e tensões de seus próprios componentes; pressões e temperaturas elevadas; e contato com elementos corrosivos (tanto das formações geológicas como do fluido de perfuração, em alguns casos).

Tais condições, aliadas aos esforços aplicados, podem provocar a falha da coluna, caso o dimensionamento e operação de seus componentes seja executada de maneira errônea, e/ou ocorram situações não abordadas e previstas no projeto de perfuração. Falhas na coluna podem ocorrer devido à tração ou compressão acima do limite de resistência do material ou devido à fadiga. (MATHIAS, 2016).

Dentre as falhas, a mais comum em colunas de perfuração é a falha por fadiga, sendo definida como aquela provocada por solicitações dinâmicas, que variam com o tempo, ocorrendo devido à propagação de uma trinca, que pode estar presente desde a produção do material ou surgir devido a entalhes, que concentram tensões, levando à ruptura do material, mesmo com tensões inferiores ao seu limite de escoamento. (NORTON, 2013) (VAISBERG, 2002). A resistência à fadiga de um material é estimada por meio de ensaios com esforços cíclicos, conhecendo-se o número de ciclos a partir do qual a peça sofre falha quando submetido a uma determinada amplitude de esforços.

O fato de as falhas por fadiga serem difíceis de serem previstas e estimadas faz com que sejam as falhas de maior ocorrência (VAISBERG, 2002). Seu estudo em colunas de perfuração é relativamente recente, dadas as condições extremas de perfuração encontradas atualmente, com poços *offshore* em profundidades elevadas.

Tendo em vista as dificuldades em avaliar as falhas por fadiga em operações de perfuração e os danos causados, este trabalho tem por objetivo avaliar sua ocorrência, por meio de *software* de elementos finitos.

2. Trabalhos prévios

Conceitos gerais sobre falhas por fadiga são abordados nos livros de (CALLISTER; RETHWISCH, 2012) e (NORTON, 2013), abordando as maneiras pela qual ocorrem, os esforços causadores e maneiras de identificá-las e de estimar sua ocorrência.

O trabalho de (SILVA; CHAVES; GUIDI, 2016) apresenta o uso do *software* ANSYS para avaliar a ocorrência de falhas por fadiga em um eixo de transmissão, obtendo resultados próximos aos analíticos, baseados nas teorias apresentadas por (NORTON, 2013).

Informações sobre colunas de perfuração, com detalhamentos de seus principais componentes e de problemas ocorrentes são abordadas no livro (THOMAS, 2011) e no trabalho de (MATHIAS, 2016).

O estado da arte sobre fadiga em colunas de perfuração é apresentado no artigo de (VAISBERG et al., 2002), abrangendo desde equações para os esforços, métodos de inspeção dos componentes e de testes laboratoriais de fadiga, influências do ambiente na coluna e possíveis melhorias nos componentes para reduzir as falhas.

Tanto o de trabalho de (VAISBERG et al., 2002) quanto o de (GRONDIN; KULAK, 1994) abordam a influência da corrosão nas falhas por fadiga, sendo que este último apresenta testes laboratoriais com um *drillpipe*.

A influência do histórico de variações nos esforços em falhas por fadiga é tratada no trabalho de (GOKHALE et al., 2007), elaborando uma metodologia denominada Pontuação de Dano.

O trabalho de (Di et al., 2016), também aborda a influência das variações nos esforços, porém com foco nas vibrações, que reduzem a vida útil da coluna de acordo com os autores, após testes em modelos de elementos finitos e aplicação em caso real.

3. Materiais e métodos

Para os testes com os *drillpipes* foi utilizado o *software* baseado em elementos finitos ANSYS Student 19.1, em um computador com processador de 2.3GHz, RAM 4GB e disco rígido com 1 terabyte de capacidade.

Para validar os resultados do *software* com os analíticos, foi feita uma tentativa de reproduzir o exemplo do texto de (SILVA; CHAVES; GUIDI, 2016), utilizando o *software* ANSYS 19.2 em computador conectado remotamente ao computador descrito acima.

Em ambas as versões do *software* foi utilizado o ambiente *Static Structural*, com a ferramenta *Fatigue Tool*.

3.1. Falhas por fadiga

Foram utilizados os conceitos do livro de (NORTON, 2013), utilizando a abordagem S-N (tensão-número de ciclos) para tensões cíclicas. A tensão e a amplitude de tensões são dadas, respectivamente, pelas Equações (1) e (2).

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (1)$$

$$S = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2} \quad (2)$$

Devido ao fato de haver tensões normais em direções diferentes, além de cisalhamento, é utilizada no *software* a tensão equivalente de Von Mises (σ'), dada pela Equação (3).

$$\sigma' = \sqrt{\frac{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2)}{2}} \quad (3)$$

O critério de correção para a tensão média adotado foi o critério de Goodman, pois, segundo (NORTON, 2013), é considerada uma aproximação mais segura (conservadora), além de também ser utilizado no trabalho de (VAISBERG et al., 2002).

3.2. Condições de contorno e simplificações

Foram abordados os *drillpipes* da parte superior da coluna, pois necessitam suportar o peso do restante da coluna, segundo o texto de (MATHIAS, 2016), sofrendo cargas elevadas de tensão axial.

A velocidade de rotação adotada foi de 1,5Hz, apontada no trabalho de (GRONDIN; KULAK, 1994) como sendo comumente usada em operações de perfuração.

A força gravitacional usada no *software* para cálculos do peso exercido pelo próprio *drillpipe* e restante da coluna é de 9,8066 m/s².

Os *drillpipes* foram considerados livres somente para rotação na extremidade inferior, enquanto na extremidade superior estavam livres para movimentação axial e rotação.

Os valores de peso sobre a broca (WOB) assumidos foram de 1000lbf, 50000lbf e 100000lbf, pois, segundo texto no *site* da empresa (ULTERRA, 2018), o WOB assume valores entre 1000 e 100000lbf.

Foram feitas as seguintes aproximações:

- Poços perfurados perfeitamente verticais, sem inclinações na coluna de perfuração;
- Não foi considerada movimentação da sonda de perfuração;
- Na geometria não foram incluídas as conexões (*tool joints*) nos *drillpipes*;
- Não foram consideradas forças hidrostáticas dos fluidos de perfuração e das formações;
- Foi considerado material uniforme para os *drillpipes*, sem variações na composição (incrustações, pontos de corrosão, mudanças na tempera para o caso de aços, entre outros);
- Não foram considerados entalhes na superfície, como riscos ou marcações feitas durante a produção, transporte ou manuseio;

- Vibrações laterais não foram consideradas, pois, de acordo com Costa (2015), conforme citado por (MATHIAS, 2016) “(...) as vibrações laterais ficam confinadas à parte comprimida da coluna, não sendo transmitidas para além do ponto neutro.”, e as partes que sofrem compressão axial não foram estudadas neste trabalho;
- Vibrações axiais e torcionais não foram consideradas, pois os equacionamentos para descrever sua atuação são de alta complexidade, e não foi possível encontrar valores que ocorrem em condições reais.
- Não foram abordados os *drill collars* e *HWDP*.

4. Resultados e discussão

4.1. Eixo de transmissão

Foram calculadas a vida e o fator de segurança (*Safety Factor* – SF) para o exemplo do texto de (SILVA; CHAVES; GUIDI, 2016), com os mesmos carregamentos (dados na figura 1) e propriedades de material (aço 1046). A vida está representada na figura 2 e o fator de segurança (calculado pelo software, sem especificar o equacionamento) na figura 3, assim seus respectivos valores estão representados na Tabela 1.

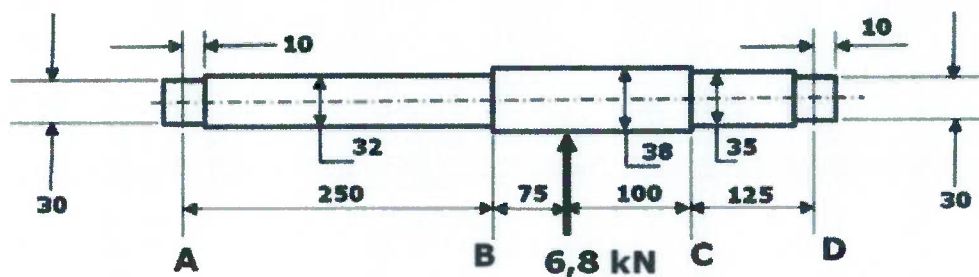


Figura 1 – carregamentos no eixo de transmissão. Fonte: SILVA, CHAVES, GUIDI (2016)

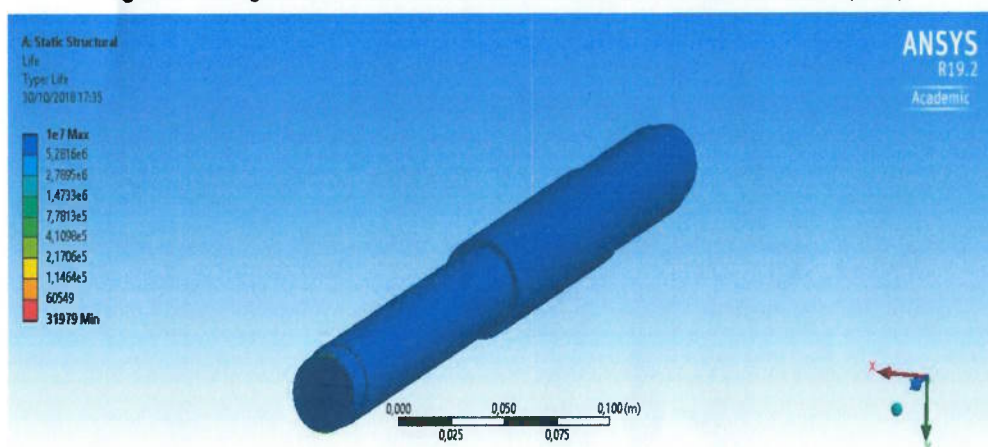


Figura 2 – Vida à fadiga do eixo de transmissão. Fonte: testes realizados pelo autor.

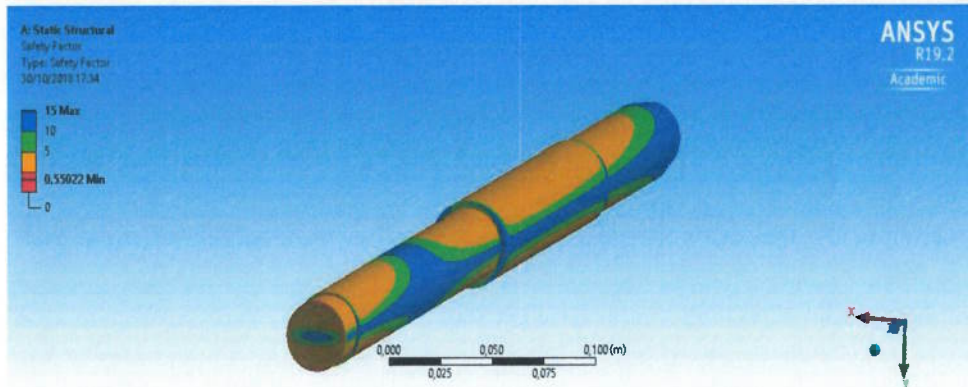


Figura 3 – Fator de segurança à fadiga no eixo de transmissão. Fonte: testes realizados pelo autor.

Tabela 1 – Resultados do teste com eixo de transmissão

Variável:	Valor obtido:	Valor esperado:	Erro relativo
Vida mínima (ciclos)	31979	35000	-9%
Fator de segurança	0,55022	0,68725	-20%

Os valores obtidos foram diferentes dos obtidos no trabalho de (SILVA; CHAVES; GUIDI, 2016). Essas diferenças podem ser justificadas pelo uso de uma malha com números diferentes de nós e elementos e refinamento em toda a extensão, além de mudanças nas configurações dos apoios (cujas configurações exatas não foram especificadas pelos autores). Porém, os resultados obtidos são fiéis à teoria dada nos trabalhos de (NORTON, 2013) e (CALLISTER; RETHWISCH, 2012), com menor vida à fadiga e SF nos entalhes, no caso os locais com mudanças no diâmetro do eixo, e próximo aos apoios nas extremidades.

4.2. Drillpipes

Foram feitos testes com um drillpipe com as propriedades dadas na Tabela 2, extraídas da especificação do (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2001).

Tabela 2 – Propriedades do drillpipe

OD:	5"
ID:	4,276"
Aço:	E-75
Range:	2
Comprimento:	8m
Massa:	910,2Kg
Upset:	Interno-externo

4.2.1. Drillpipe com forças axiais reais

Primeiramente foram feitos testes com forças axiais reais (WOB e peso da coluna), obtendo os resultados apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Resultados do teste com *drillpipe* com forças axiais reais

Força axial máx (kN)	Força axial mín (kN)	WOB (lbf)	Vida (ciclos)	SF mín	SF máx	Comprimento:
897,044	892,596	1000	>1000000 (infinita)	8,5408	15	800m
1115,007	892,596	50000	>1000000 (infinita)	4,0962	15	
1328,493	892,596	100000	>1000000 (infinita)	2,6755	15	
1789,642	1785,193	1000	>1000000 (infinita)	4,2957	15	1600m
2007,605	1785,193	50000	>1000000 (infinita)	2,7791	15	
2230,016	1785,193	100000	>1000000 (infinita)	2,041	15	
2682,238	2677,790	1000	>1000000 (infinita)	2,8695	15	2400m
2900,201	2677,790	50000	>1000000 (infinita)	2,1029	15	
3122,612	2677,790	100000	>1000000 (infinita)	1,6524	15	

Pode-se notar na tabela 3 que não ocorreram falhas por fadiga, indicando que a variação nas tensões axiais com as magnitudes especificadas não contribui com a ocorrência de fadiga. Porém, não foram considerados diversos fatores que possuem grande influência, como as vibrações, corrosão, marcas na superfície dos tubos, forças laterais, inclinação e interações com os fluidos de perfuração.

Também não foram avaliadas as conexões entre os tubos (*tool joints*), consideradas por (VAISBERG et al., 2002) zonas onde há elevada concentração de tensões, pois sua geometria demandaria maior potência computacional, tornando demorados os cálculos e aumentando o número de elementos no modelo.

O fato de o fator de segurança ser maior nas extremidades do *drillpipe* é condizente com a literatura, pois as extremidades possuem maior espessura e reforços e, conseqüentemente, maior resistência, podendo ser ilustrado na Figura 4.

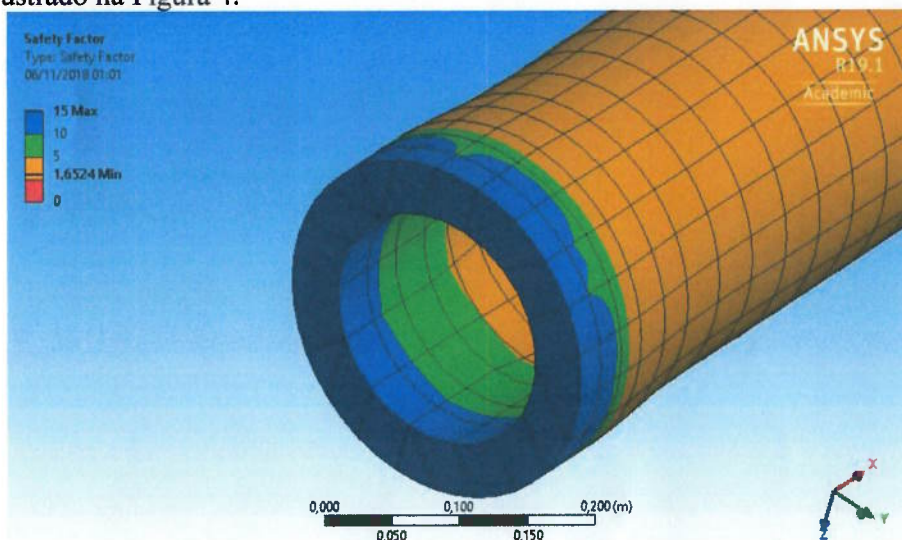


Figura 4 – SF para coluna de 2400m e WOB de 100000lbf na extremidade inferior do tubo. Fonte: testes realizados pelo autor.

Tanto a amplitude de tensões quanto a tensão média influenciaram o fator de segurança, diminuindo seu valor mínimo. Para o caso de 800m de *drillpipes*, especialmente, a amplitude de tensões diminuiu consideravelmente o fator de segurança mínimo, diferentemente do ocorrido para 1600 e 2400m de *drillpipes*, que já possuíam fatores de segurança menores.

4.2.2. *Drillpipe* com falhas por fadiga

Como não foram obtidas falhas por fadiga nos casos anteriores, foi realizado um teste com valores diferentes para a carga axial, e diferentes dos encontrados em uma situação real de perfuração. Os valores de carga e os resultados (SF e vida à fadiga) estão descritos na Tabela 4.

Tabela 4 – Resultados do *drillpipe* sofrendo falha por fadiga

Força axial máx (kN)	Força axial mín (kN)	WOB (lbf)	Vida (ciclos)	SF mín	SF máx	Comprimento
3122,612	0	100000	42555	0,55102	13,665	2400m

Neste caso foi possível notar a ocorrência de falhas por fadiga, com a maioria de seus pontos falhando antes do valor de vida infinita (10^6 ciclos), exceto por pontos nos *upsets*, que são reforçados, como apontado no trabalho de (VAISBERG et al., 2002).

A vida mínima foi de 42555 ciclos na zona de transição para o *upset*, como visto na Figura 5. Tal fato também é afirmado no trabalho de (VAISBERG et al., 2002), justificando que esta zona atua como um entalhe, concentrando as tensões.

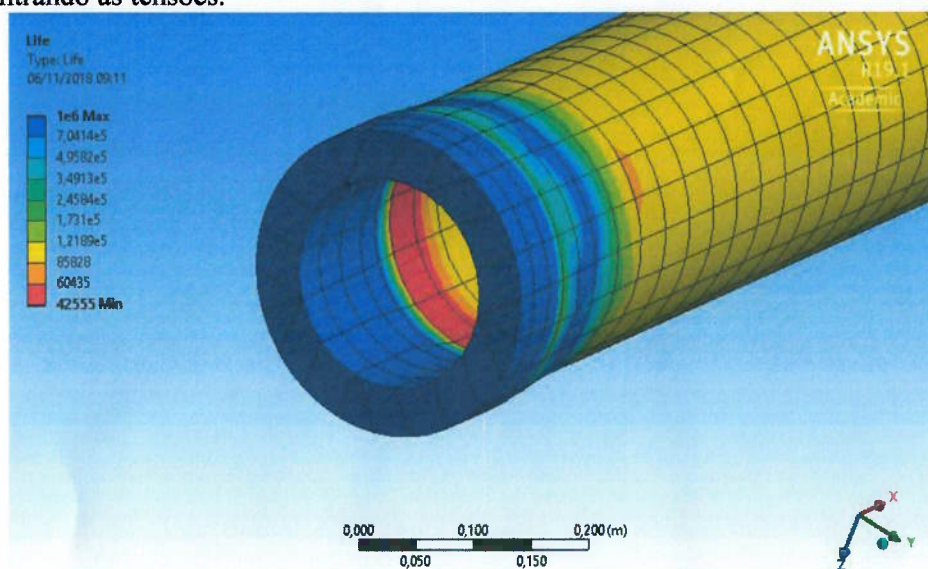


Figura 5 – Vida à fadiga na extremidade inferior do tubo. Fonte: testes realizados pelo autor

Apesar de os valores de amplitude serem demasiadamente elevados em relação a casos reais, foi possível comprovar que a existência somente de movimentos axiais pode causar falhas por fadiga em um *drillpipe*.

5. Conclusão

Como não houve falhas por fadiga somente com forças axiais, sem vibrações, pode-se concluir que essas forças têm baixa influência para a ocorrência de falhas por fadiga, sendo necessárias elevadas amplitudes e tensões médias para que estas ocorram, em situações excepcionais para poços verticais. O fato de não terem sido incluídas vibrações, corrosão, entalhes na superfície e forças laterais evidencia a influência desses fatores na ocorrência de fadiga, conforme a literatura estudada.

O uso do *software* ANSYS se mostrou adequado para realizar testes de fadiga em componentes da coluna de perfuração, obtendo resultados teóricos próximos aos da literatura, como a maior resistência à fadiga no *upset* dos *drillpipes*, e a menor resistência na transição para o *upset*. O *software* também pode ser utilizado em trabalhos futuros, incluindo outros carregamentos, vibrações, condições de contorno, desgaste, corrosão e inclinações na coluna de perfuração, para resultados ainda mais próximos dos reais.

6. Referências

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API 5-D-2001: Specification for Drill Pipe**. Washington, D.C., 2001.
- CALLISTER JR., W.D.; RETHWISCH, D.G. **Ciência e engenharia de materiais: Uma introdução**. 8 ed. Rio de Janeiro: Livros e Técnicos e Científicos, 2012. 817p.
- Di, Q. et al. **Dynamic Valuation Methodology for Fatigue Failure of Drill String**. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, 2016
- GOKHALE, S.R. et al. **Advances in Drillpipe Fatigue Management**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2007.
- GRONDIN, G.Y.; KULAK, G.L. **Fatigue Testing Of Drillpipe**. SPE Drilling & Completion, pp. 95-102., junho 1994.
- MATHIAS, V.M. **Coluna de perfuração em poços de petróleo**. 2016. 44p. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016
- NORTON, R.L. **Projeto de Máquinas: Uma abordagem ilustrada**. 4 ed. Porto Alegre: Bookman, 2013. 1029p.
- SILVA, F.A.; CHAVES, C.A.; GUIDI, E.S. **Análise de falhas por fadiga em eixo de transmissão utilizando o método dos elementos finitos**. Exacta, Volume 14, No. 2, pp. 207-219, 2016.
- THOMAS, J.E. et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001. 278 p.
- ULTERRA. **Weight On Bit - WOB**. Disponível em: <<https://ulterra.com/pdc-bit/weight-on-bit-wob/>> . Acesso em: 29 de outubro de 2018.
- VAISBERG, O. et al. **Fatigue Of Drillstring: State of the Art**. Oil & Gas Science and Technology, Volume 57, No. 1, pp 7-37, janeiro/fevereiro 2002.